



Posgrado en
Optimización

Universidad
Autónoma
Metropolitana
Casa abierta al tiempo



Azcapotzalco

División de Ciencias Básicas e Ingeniería

**Modelo de optimización para subastas de largo plazo de
energía eléctrica en México y un modelo con neutralidad
tecnológica**

Tesis para obtener el grado de

MAESTRA EN OPTIMIZACIÓN

por

Ing. Stefanía Gómez Sánchez

Asesores:

Dr. Francisco Javier Zaragoza Martínez

UAM Azcapotzalco

Dr. Marcelino Madrigal Martínez

Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Noviembre de 2018

Dedicatoria

A la memoria de mi abuelo materno y dedicado a toda mi familia.

Agradecimientos

En estas líneas quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todos aquellos quienes a través de su calidad científica, académica y humana, han contribuido en la realización de este trabajo.

Agradezco en primer lugar al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT, México), por el apoyo económico durante mis estudios de maestría.

Quiero agradecer de manera muy especial a mi asesor de tesis, el Doctor Francisco Javier Zaragoza Martinez, por todo su apoyo en este proceso, resaltando su excelente orientación científica y académica, y por sobre todo, su gran calidad humana; su gestión y soporte en todo momento hicieron posible la realización de este trabajo.

Agradezco también al Doctor Marcelino Madrigal Martinez, coasesor de la tesis, quien a través de su experiencia y conocimiento en el sector energético, así como su acertada orientación en todo momento, hizo posible la realización de este trabajo.

Un agradecimiento al Posgrado en Optimización y su planta académica, y muy especialmente a mis compañeros de estudio.

Finalmente, agradezco a mi familia por su comprensión, comunicación y apoyo constante desde Colombia. Esta tesis va dedicada a ellos.

Glosario

BCA Sistema interconectado - Baja California.

BCS Sistema interconectado - Baja California Sur.

CENACE Centro Nacional de Control de Energía.

CEL - Certificados de energías limpias títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias, un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia.

CFE Comisión Federal de Electricidad.

CRE Comisión Reguladora de Energía.

Energía eléctrica acumulable Energía eléctrica entregada en el mercado de tiempo real durante un año, medida en MWh.

ERC - Entidades responsables de carga Cualquier representante de Centros de Carga: suministradores de servicios básicos (llevan el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el MEM), suministrador de servicios calificados (compran electricidad en el MEM con el fin de dar servicio eléctrico a los Usuarios Calificados) o Usuario Calificado Participante del Mercado (usuario final que cuenta con grandes centros de carga - mas de 1MW).

MEM Mercado Eléctrico Mayorista.

Ofertas de compra (subastas de largo plazo - México) Oferta para comprar una cantidad determinada de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable o CEL presentada en una Subasta por una Entidad Responsable de Carga, en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de subastas de largo plazo y las Bases de Licitación correspondientes.

Ofertas de venta (subastas de largo plazo - México) Oferta realizada en una Subasta de Largo Plazo para vender una cantidad determinada de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable o CELs en paquete en los términos de las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de subastas de largo plazo y las Bases de Licitación correspondientes, que se compone de una oferta técnica y una oferta económica. La oferta técnica se define mediante la solicitud de precalificación de la Oferta de Venta, y se ratifica mediante la presentación de la oferta económica.

Paquete de productos (subastas de largo plazo - México) Cantidades de potencia, energía eléctrica acumulable y certificados de energías limpias que se deben incluir en cada una de las ofertas de venta.

Potencia (subastas de largo plazo - México) Compromiso que asume el vendedor de transferir al comprador una cantidad determinada de capacidad Instalada de generación, en MW. Mediante la venta de este producto, el generador adquiere la obligación de asegurar la disponibilidad de producción de energía para ofrecerla en el futuro en el Mercado de energía de corto plazo.

Precio ajustado de la oferta (subastas de largo plazo - México) Representa el precio de la oferta del paquete en \$/año, a fin de reflejar la ubicación de la oferta.

SENER Secretaría de Energía.

SEN Sistema Eléctrico Nacional.

SIN Sistema Interconectado Nacional.

SSB Suministradoras de Servicios Básicos.

Zona de generación Se usan para las ofertas que contienen energía eléctrica acumulable, con el propósito de tomar en cuenta el valor de la energía eléctrica en dependiendo la ubicación donde se entregará.

Zona de potencia Zonas en las que se recibirá y entregará, respectivamente el producto Potencia, se usan para las ofertas que contienen potencia.

Zonas de exportación Limitan la exportación de energía eléctrica acumulable de una zona geográfica específica, hacia el resto del SEN.

Zonas de interconexión Limitan la capacidad máxima de interconexión (capacidad de placa) por subestación o conjunto de subestaciones en una zona geográfica específica.

Zonas de precios Distintas Zonas de Generación en las que se define el Precio Marginal Local pronosticado, a fin de considerar el valor de la energía eléctrica ofrecida según la zona en la que será entregada.

Contenido

Lista de Figuras	VIII
Lista de Tablas	x
1. Introducción	3
1.1. Antecedentes	4
1.1.1. Pago por oferta en Perú	5
1.1.2. Reloj descendente y pago por oferta en Colombia	5
1.1.3. Subastas híbridas en Brasil	6
1.1.4. Subastas combinatorias en Chile	6
1.1.5. Evaluación de ofertas en México	7
2. Modelo matemático de optimización	9
2.1. Índices	9
2.2. Conjuntos	9
2.3. Parámetros	10
2.4. Variables	12
2.5. Función objetivo	12
2.6. Restricciones	12
2.7. Complejidad	14
3. Validación Subasta de Largo Plazo - SLP-1/2015	17
3.1. Datos de entrada y preprocesamiento	17
3.1.1. Ofertas de Compra	17
3.1.2. Ofertas de venta	20
3.2. Implementación del modelo	21
3.3. Resultados obtenidos	25
3.4. Análisis de restricciones	27
3.5. Análisis de sensibilidad en los precios	28
4. Validación Subasta de Largo Plazo - SLP-1/2016	33
4.1. Datos de entrada y preprocesamiento	33
4.1.1. Ofertas de Compra	33
4.1.2. Ofertas de venta	35

4.2. Implementación del modelo	36
4.3. Resultados obtenidos	40
4.4. Análisis de restricciones	43
4.5. Análisis de sensibilidad en los precios	44
5. Validación Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017	49
5.1. Datos de entrada y preprocesamiento	49
5.1.1. Ofertas de Compra	49
5.1.2. Ofertas de Venta	53
5.2. Implementación del modelo	54
5.3. Resultados obtenidos	56
5.4. Análisis de restricciones	60
5.5. Análisis de sensibilidad en los precios	61
6. Neutralidad de la subasta	67
6.1. Antecedentes	67
6.1.1. Perú	67
6.1.2. Chile	69
6.1.3. Brasil	71
6.2. Articulación de la neutralidad con el modelo de optimización	73
6.2.1. Supuestos de simulación	80
6.2.2. Simulación SLP-1/2016	83
6.2.3. Simulación SLP-1/2017	93
6.2.4. Comparativo Escenarios	102
7. Conclusiones y trabajo futuro	103
Bibliografía	105

Lista de Figuras

3.1. Demanda escalonada - Energía 2015.	18
3.2. Demanda escalonada - CEL 2015.	18
3.3. Demanda escalonada - Potencia 2015.	19
3.4. Demanda ajustada - Potencia 2015.	20
3.5. Precio original vs Precio ajustado año 2015.	21
3.6. Cobertura de demanda Energía año 2015.	26
3.7. Cobertura de demanda CEL año 2015.	26
3.8. Ofertas ganadoras 2015.	27
4.1. Demanda escalonada - Energía 2016.	34
4.2. Demanda escalonada - CEL 2016.	34
4.3. Demanda escalonada - Potencia 2016.	35
4.4. Precio original vs Precio ajustado 2016.	36
4.5. Cobertura de demanda Energía año 2016.	41
4.6. Cobertura de demanda CEL año 2016.	41
4.7. Cobertura de demanda Potencia año 2016.	42
4.8. Ofertas de Energía y CEL - paquetes ganadores 2016	42
4.9. Ofertas de potencia - paquetes ganadores 2016.	43
5.1. Demanda escalonada - Energía 2017.	49
5.2. Demanda escalonada - CEL 2017.	50
5.3. Demanda escalonada - Potencia SIN 2017.	50
5.4. Demanda escalonada - Potencia BCA 2017.	51
5.5. Demanda escalonada - Potencia BCS 2017.	51
5.6. Demanda ajustada - Potencia SIN 2017.	52
5.7. Demanda ajustada - Potencia BCA 2017.	52
5.8. Precio original vs Precio ajustado año 2017.	53
5.9. Cobertura de demanda Energía año 2017.	57
5.10. Cobertura de demanda CEL año 2017.	58
5.11. Cobertura de demanda Potencia año 2017.	58
5.12. Ofertas ganadoras 2017.	59
5.13. Ofertas de potencia - paquetes ganadores 2017.	59
6.1. Tecnologías de generación eléctrica en Mexico 2017 - PRODESEN	74

6.2. Incremento porcentual pronosticado en el precio de los combustibles (año base 2018).	80
6.3. Variación en la oferta de energía del paquete 66_2 - Escenario A - SLP-1/2016 . . .	85
6.4. Variación en la oferta de energía del paquete 66_2 - Escenario B - SLP-1/2016 . . .	88
6.5. Variación en la oferta de energía del paquete 66_2 - Escenario C - SLP-1/2016 . . .	91
6.6. Variación en la oferta de energía del paquete 101_2 - Escenario A - SLP-1/2017 . . .	94
6.7. Variación en la oferta de energía del paquete 101_2 - Escenario B - SLP-1/2017 . . .	97
6.8. Variación en la oferta de energía del Paquete 101_5 - Escenario C - SLP-1/2017 . . .	100

Lista de Tablas

3.1. Ofertas de venta participantes 2015.	20
3.2. Ofertas de venta ganadoras 2015.	25
3.3. Uso de restricciones 2015.	28
3.4. Sensibilidad Precios - Ofertas ganadoras 2015.	31
4.1. Ofertas de venta participantes 2016.	35
4.2. Ofertas de venta ganadoras 2016.	40
4.3. Uso de restricciones 2016.	44
4.4. Sensibilidad Precios - Ofertas ganadoras 2016.	47
5.1. Ofertas de venta participantes 2017.	53
5.2. Ofertas de venta ganadoras 2017.	57
5.3. Uso de restricciones 2017.	60
5.4. Sensibilidad Precios - Ofertas ganadoras 2017	63
5.5. Comparativo Subastas	65
6.1. Tecnologías de generación y combustibles que pueden usar	74
6.2. Paquetes de fuentes térmicas (caso de estudio) SLP-1/2016	83
6.3. Parámetros a usar de acuerdo a los supuestos, para cálculo de componente fija y componente variable de las ofertas de venta caso de estudio para la SLP-1/2016	83
6.4. Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC A - SLP-1/2016.	84
6.5. Resumen por tecnología - Escenario A (Solución base) - SLP-1/2016.	85
6.6. Ofertas de venta 66_2 - Escenario A (Máxima Energía) - SLP-1/2016	86
6.7. Resumen por tecnología - Escenario A (Oferta máxima de Energía 66_2) - SLP-1/2016.	86
6.8. Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC B - SLP-1/2016.	87
6.9. Resumen por tecnología - Escenario B (Solución base) - SLP-1/2016.	88
6.10. Ofertas de venta 66_2 - Escenario B (Máxima Energía) - SLP-1/2016	89
6.11. Resumen por tecnología - Escenario B (Oferta máxima de Energía 66_2) - SLP-1/2016.	89
6.12. Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC C - SLP1/2016.	90
6.13. Resumen por tecnología - Escenario C (Solución base) - SLP-1/2016.	91
6.14. Ofertas de venta 66_2 - Escenario C (Máxima Energía) - SLP-1/2016.	92
6.15. Resumen por tecnología - Escenario C (Oferta máxima de Energía 66_2) - SLP-1/2016.	92
6.16. Paquete de fuente térmica (caso de estudio) SLP-1/2017	93

6.17. Parámetros a usar de acuerdo a los supuestos, para cálculo de componente fija y componente variable de la oferta de venta caso de estudio para la SLP-1/2017.	93
6.18. Resumen por tecnología - Escenario A (Solución base) - SLP-1/2017.	93
6.19. Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC A - SLP-1/2017.	94
6.20. Ofertas de venta 101_2 - Escenario A (Máxima Energía) - SLP-1/2017.	95
6.21. Resumen por tecnología - Escenario A (Oferta máxima de Energía 101_2) SLP-1/2017.	95
6.22. Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC B - SLP-1/2017.	96
6.23. Resumen por tecnología - Escenario B (Solución base) - SLP-1/2017.	97
6.24. Ofertas de venta 101_2 - Escenario B (Máxima Energía) - SLP-1/2017.	98
6.25. Resumen por tecnología - Escenario B (Oferta máxima de Energía 101_2) SLP-1/2017.	98
6.26. Resumen por tecnología - Escenario C (Solución base) - SLP-1/2017.	99
6.27. Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC C - SLP-1/2017.	99
6.28. Ofertas de venta 101_5 - Escenario C (Máxima Energía) - SLP-1/2017.	100
6.29. Resumen por tecnología - Escenario C (Oferta máxima de Energía 101_5) SLP-1/2017.	100
6.30. Resumen Escenarios - Simulación SLP-1/2016).	102
6.31. Resumen Escenarios - Simulación SLP-1/2017).	102

Estructura de la Tesis

El presente documento muestra inicialmente, en el *capítulo 1*, una introducción que pretende contextualizar al lector respecto a las Subastas de Largo Plazo implementadas en México a partir de la reforma energética del año 2013, así mismo, se encuentra una sección de antecedentes internacionales respecto a los diferentes diseños de subastas que se han implementado específicamente en América Latina, con el fin de dar a conocer el referente internacional.

En el *capítulo 2*, se encuentra la versión general del modelo matemático de optimización diseñado en México para la subasta de largo plazo empleada por primera vez después de la reforma energética, es decir la subasta SLP-1/2015. Existe una versión del mismo más compleja y la cuál se encuentra descrita en el Manual de Subastas de Largo Plazo [20], pero que fue simplificada en la implementación; en este capítulo, además se demostrará que la complejidad del problema de decisión asociado a la versión general del modelo matemático de optimización descrito, es NP-completo, esto a partir de una simplificación del mismo para llegar al modelo de cobertura de conjuntos de mínimo costo.

Más adelante se encontrará la validación de la implementación de los modelos para las Subastas de Largo Plazo SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017, en los capítulos 3, 4 y 5 respectivamente; dicha validación se realizó a partir de los datos disponibles en la sección dedicada a las subastas de largo plazo en la página web del CENACE [3]; en estos capítulos de validación se presentará un análisis detallado del modelo, describiendo los datos de entrada y preprocesamiento tanto de las ofertas de compra como de las ofertas de venta y analizando los resultados obtenidos, se incluyen además algunos hallazgos producto de la validación referentes a la implementación del mismo, así como un análisis de las restricciones en términos de su uso real y finalmente un análisis de sensibilidad sobre los precios ofertados.

Posteriormente en el *capítulo 6* encontrará una revisión internacional general del manejo de la neutralidad en las subastas de energía eléctrica, específicamente en países de América Latina, así como la propuesta de una extensión hipotética del modelo matemático de optimización, que es intertemporal y que permite mejorar la neutralidad tecnológica de la subasta; por último, se encontrará una simulación en la que a partir de algunos supuestos se pretende evaluar la implementación del modelo propuesto en casos de prueba, tomando como referencia la información disponible para la subastas SLP-1/2016 y SLP-1/2017.

Finalmente en el *capítulo 7* encontrará las conclusiones del trabajo realizado, así como algunas perspectivas de trabajo futuro respecto al tema abordado.

Capítulo 1

Introducción

A partir de la Reforma Energética [12] aprobada en diciembre de 2013, se modificó en México el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La Comisión Federal de Electricidad (CFE) dejó de tener monopolio en el sector eléctrico y pasó a ser parte de un sistema competitivo en el que también pueden participar particulares, quienes tienen la posibilidad de instalar nuevas plantas de generación para vender la energía que producen. Por su parte, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que antes formaba parte de la CFE, ahora es un organismo público descentralizado que tiene como misión controlar la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), actuando como tercero y así garantizando imparcialidad a los generadores, permitiéndoles acceso abierto a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución. Esto se hizo para incentivar las inversiones en generación con tecnologías limpias y eficientes, además de reducir costos de producción del sector eléctrico a través de mecanismos competitivos, que permitan producir y vender energía eléctrica al mejor precio y así disminuir el precio de la electricidad al usuario final [15].

Dentro de los mecanismos competitivos mencionados en el párrafo anterior, se encuentran las subastas de largo plazo, que tienen por objeto [20]:

1. Permitir a los Suministradores de Servicios Básicos (SSB) celebrar contratos en forma competitiva para satisfacer las necesidades de potencia, energía eléctrica acumulable y Certificados de Energías Limpias (CEL) que deban cubrir a través de contratos de largo plazo de acuerdo con los requisitos que establezca la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
2. Permitir a las demás Entidades Responsables de Carga participar en las subastas de largo plazo, cuando así lo decidan, a fin de celebrar Contratos para cantidades de Productos en proporción al portafolio de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y CELs que se llegue a obtener para los Suministradores de Servicios Básico.
3. Permitir a quienes celebren esos contratos, en calidad de vendedores, contar con una fuente estable de pagos que contribuya a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas centrales eléctricas o para repotenciar las existentes.

Dichos contratos tienen temporalidad de 15 o 20 años, y se celebran entre SSB y empresas de generación (vendedores), quienes presentan sus ofertas de venta, especificando en términos de paquetes de productos (energía, potencia, CEL), las cantidades e ingresos esperados de cada producto, entre otros datos. A partir de la información suministrada tanto por compradores como

por vendedores, además de la información del SEN, el CENACE debe tomar la decisión de las ofertas ganadoras para la asignación de los contratos. Las tecnologías convencionales como la generación utilizando combustibles fósiles, solo pueden participar ofreciendo potencia.

La evaluación de las ofertas se realiza actualmente a través de un modelo de optimización de programación entera mixta, que se encuentra descrito con detalle en el Manual de subastas de largo plazo [20] y cuya función objetivo corresponde a maximizar el excedente económico total, es decir, maximizar la cantidad vendida de cada producto multiplicada por el precio máximo de compra ofertada para dicho producto, menos la cantidad de cada paquete de productos comprados multiplicada por el precio de oferta para dicho paquete [20], y cuyas restricciones dependen del SEN y la información suministrada por compradores y vendedores en sus respectivas ofertas.

El modelo de optimización mencionado, se ha utilizado desde 2015 en la evaluación de ofertas para las subastas de largo plazo. A partir de las lecciones aprendidas, se han presentado modificaciones con el fin de ajustar de mejor manera en el modelo los requerimientos de la subasta.

El presente documento muestra un análisis detallado de las subastas realizadas año a año en términos de la implementación del modelo de optimización, además de proponer una extensión hipotética del modelo para mejorar la neutralidad tecnológica de la subasta, lo que constituye en una aportación adicional de este trabajo, entre otras cosas.

1.1. Antecedentes

El término *subasta*, definido de manera simple, corresponde a un proceso de selección diseñado para asignar bienes y servicios de manera competitiva. El funcionamiento más común de las subastas se da con varios compradores potenciales interesados en un producto y el ganador será aquel cuya oferta tenga el valor más alto; sin embargo en otro tipo de subastas como las subastas de largo plazo en el sector eléctrico, los vendedores ofrecen sus productos, esperando ser seleccionados de entre todos los competidores para quedarse con contratos importantes, por lo que el proceso de selección en este tipo de subastas está diseñado para que gane la de menor precio (subasta inversa).

Los mayores esfuerzos en la implementación de subastas de largo plazo en el sector eléctrico en el mundo se han dado en América Latina. Esto debido a que los objetivos de las subastas en materia eléctrica dependen del nivel de desarrollo de cada país. En países en vía de desarrollo, uno de los objetivos más importantes tiene que ver con incrementar la inversión en generación debido al incremento en la demanda de electricidad, por lo que los países de América Latina han sido pioneros en el uso de subastas de largo plazo para este fin, puesto que a través de este tipo de subastas se incrementa la transparencia y la competitividad, permitiendo así la disminución en los costos de energía. Por su parte, los países desarrollados tienen objetivos diferentes, como el reemplazo de capacidad de generación, por lo que su experiencia es valiosa para comprender el diseño de otros modelos de mercado con diferentes productos; aunque existe una tendencia incluso en países europeos a estudiar la implementación de mecanismos de subastas de largo plazo [17]. Para el caso específico de México, su transformación con la Reforma Energética en cuanto a la implementación de subastas, se vió guiada por experiencias internacionales, especialmente en América Latina; a continuación se relacionan los diferentes diseños de subastas que se han utilizado especialmente en América Latina.

1.1.1. Pago por oferta en Perú

Este tipo de subasta se utiliza cuando hay varias unidades del mismo producto que se asignarán, lo que resulta en diferentes precios. Esto corresponde con una subasta de oferta sellada, mediante la cual cada postor presenta en su oferta los precios y cantidades de producto que está dispuesto a vender. El subastador reúne todas las ofertas, crea una curva de oferta agregada y la compara con la cantidad que se va a adquirir. Los ganadores son todos aquellos postores cuyas ofertas contienen los precios más bajos, hasta suplir la demanda requerida. Los ganadores recibirán diferentes precios en función de sus ofertas financieras, de aquí el nombre de pago por oferta (*paid as bid*).

Perú ha utilizado este diseño en sus subastas [17], específicamente desde el año 2010 para las subastas de largo plazo, en donde la subasta es separada por tecnología y las ofertas por cada tecnología son ordenadas de menor a mayor por orden de precio, y se adjudican en el orden de mérito establecido hasta cubrir la energía requerida de la correspondiente tecnología [8].

El producto que se subasta corresponde a la energía en MWh/año y los contratos se asignan por 20 años a partir de la fecha de operación.

1.1.2. Reloj descendente y pago por oferta en Colombia

La subasta de tipo reloj descendente, es una subasta dinámica, puesto que el precio se determinará a través de un proceso que avanza por medio de múltiples rondas de ofertas y funciona de la siguiente manera [17]:

1. El subastador propone un precio inicial y pregunta a los oferentes la cantidad de producto que están dispuestos a vender a ese valor (primera ronda).
2. Si la cantidad ofertada por los vendedores a ese precio es mayor a lo requerido, el subastador propone un precio más bajo que el anterior y vuelve a preguntar a los oferentes la cantidad de producto que están dispuestos a vender a ese valor (segunda ronda).
3. Se repite el procedimiento, realizando rondas hasta que la cantidad de producto ofertada sea igual a la requerida, o hasta que la diferencia entre las dos sea muy pequeña.

En Colombia se han implementado este tipo de subastas con el propósito de promover el descubrimiento de precio eficiente ya que en cada ronda se disminuye el precio, por eso el nombre de reloj descendente (*descending clock*); y se han utilizado para la asignación de obligaciones de energía firme, que hace referencia a la energía que se garantiza para entregar hora a hora por parte de los generadores y cuyo objetivo es asegurar que incluso en las condiciones críticas de sistema como los periodos de sequía, se cuente con el respaldo de recursos físicos para suplir la demanda, lo anterior teniendo en cuenta que Colombia tiene un sistema energético en el que domina la generación hidráulica.

El producto que se subasta corresponde a la energía firme en GWh/año y los contratos se asignan por 5, 10 o 20 años dependiendo de la clasificación de la planta (años de fabricación, nueva o existente).

Adicionalmente, de manera reciente en el año 2018 se diseñaron las subastas denominadas de largo plazo cuyo funcionamiento corresponde al de pago por oferta y en la cual el producto que

se subasta corresponde a la energía media anual (sin compromiso estricto horario) en MWh/año y los contratos se asignan por 10, 15 o 20 años.

1.1.3. Subastas híbridas en Brasil

Este tipo de subasta intenta combinar dos fases, cada una con diseños de subastas diferentes y con las características más interesantes de cada diseño [17], de allí el nombre de subastas híbridas (*hybrid auction*).

En Brasil los distribuidores agregan su demanda en un proceso en el que cada generador licita para obtener una cierta cantidad de MWh de un producto específico para entregas futuras y se implementa desde el año 2005, un mecanismo de subasta híbrida de reloj descendente seguido por pago por oferta [18]. En la primera fase se desarrolla el ya mencionado reloj descendente, pero antes de que se alcance la cantidad total de producto requerido, se pasa a la segunda etapa, en donde se utiliza como última ronda el también mencionado diseño de pago por oferta, esto con el objetivo de disminuir el precio final lo mayor posible.

El producto que se subasta corresponde a la demanda agregada de energía en MWh y los contratos se asignan por 15 años a partir de la fecha de operación.

1.1.4. Subastas combinatorias en Chile

Este tipo de subastas permite a los vendedores ofertar combinaciones o paquetes de los productos que se requieren. Un producto, ya sea individualmente o como parte de una oferta de paquete, puede adjudicarse como máximo una vez, por lo que el objetivo del subastador es seleccionar el conjunto de ofertas de todos los ofertantes que minimice los pagos del subastador a los licitantes, sujeto a la restricción que cada producto se otorga no más de una vez. Adicionalmente se pueden añadir diferentes reglas de precios en subastas combinatorias. Una de las más simples es la regla de pago por oferta [17].

Considerando el caso base, donde los paquetes de productos $P_i = [p_{i1}, \dots, p_{ik}]$, con $p_{ij} \in \{0, 1\}$ (k es el número de productos), tienen un beneficio v_i ; dada una colección de dichas ofertas, la combinación que maximiza el beneficio corresponde a la solución del problema de programación entero correspondiente al problema de empaquetamiento de conjuntos (*set packing*) que es NP-completo [2, 16]:

$$z = \max \sum_{i=1}^n v_i B_i$$

$$\sum_{i=1}^n p_{ij} B_i \leq 1 \text{ para } 1 \leq j \leq k$$

donde n corresponde al número de ofertas y B_i es una variable binaria que toma el valor de 1 si se selecciona la oferta i y 0 en caso contrario.

A este tipo de subastas se les denomina combinatorias (*combinatorial auction*) debido a que se derivan del problema descrito, el cual a su vez se puede transformar en otros problemas como el de particionamiento de conjuntos (*set partitioning*) y cubierta por conjuntos (*set covering*) [2]. Estos problemas se encuentran ampliamente estudiados al igual que las subastas combinatorias [9].

Como ejemplo, considere una subasta combinatoria en la que se desean adquirir 100MWh de energía y 60MW de potencia, se cuenta con 3 ofertas:

1. (78MWh, 20MW) con beneficio de 10 por cada MWh y 10 por cada MW.
2. (25MWh, 45MW) con beneficio de 10 por cada MWh y 10 por cada MW.
3. (80MWh, 20MW) con beneficio de 15 por cada MWh y 5 por cada MW.

Se desea seleccionar la combinación de ofertas que maximice el beneficio. Para el ejemplo, se deben seleccionar las ofertas 2 y 3, cumpliendo con la demanda de ambos productos, obteniendo un beneficio máximo total de 2000. Se debe tener en cuenta que en una subasta real se puede contar con cientos de ofertas y decenas de vendedores y compradores.

En Chile el objetivo de las subastas de largo plazo, es abastecer la demanda de los clientes a través de nuevos proyectos de generación. Desde 2010, se utiliza un diseño combinatorio [22], que busca minimizar el precio nivelado medio ponderado del conjunto conformado por los bloques de suministro [10]. La adjudicación se realiza mediante una aplicación desarrollada en Excel, que selecciona del total de combinaciones factibles a partir de las ofertas económicas ingresadas como entrada, aquella que minimice el precio nivelado medio ponderado del conjunto conformado por los bloques de suministro ingresados como entrada [6].

Los productos que se subastan corresponden a energía en GWh y potencia en MW y los contratos se asignan por 20 años a partir de la fecha de operación.

1.1.5. Evaluación de ofertas en México

Posterior a la Reforma Energética de 2013, México empezó a implementar subastas combinatorias de largo plazo, y la Secretaría de Energía emitió en noviembre de 2015 el *Manual de subastas de largo plazo* [20], el cual especifica de manera detallada el funcionamiento de dichas subastas en México. En el numeral 5.7.5 *Programa de enteros mixtos* ([20], página 74), se explica el mecanismo de evaluación de ofertas utilizado y se hace referencia al Anexo 2 del Manual ([20], página 79), que contiene la formulación matemática del modelo de optimización.

El modelo de optimización utilizado en México se estudia en detalle a lo largo de este documento y su formulación matemática se encuentra en el capítulo 2.

Dicho modelo se ha modificado de manera leve, a partir de las experiencias recopiladas en las subastas realizadas, con el fin de ajustar cada vez mas dicho instrumento con los requerimientos de la subasta.

El diseño actual de la subasta pretende ser neutro en tecnología, lo que corresponde a asegurar que las diferentes tecnologías de generación que participen en la subasta, tengan las mismas posibilidades en las mismas condiciones para poder ofertar los productos que se subastan, los cuales en México corresponden a energía eléctrica acumulable en MWh, potencia en MW y certificados de energías limpias en CEL, los contratos se asignan por 15 años para energía y potencia y 20 años para CEL; sin embargo las centrales de generación térmicas, no tienen la posibilidad de ofertar energía, sólo pueden ofertar potencia, por lo que la subasta actual no necesariamente se considera neutra en su diseño.

Modelo matemático de optimización

El modelo presentado en este capítulo, corresponde a la versión general del modelo matemático de optimización diseñado para la subasta de largo plazo empleada por primera vez después de la reforma energética, es decir la subasta SLP-1/2015, este al igual que los modelos presentados en los capítulos 3, 4 y 5, se pueden encontrar en las bases de licitación de las subastas correspondientes, disponibles en la pagina web del CENACE [3]. Cabe señalar que en el Manual de subastas de largo plazo [20], se encuentra una versión del modelo más compleja, pero que finalmente fue simplificada en la implementación.

2.1. Índices

zp	Zona de potencia.
bp	Oferta de compra de Potencia.
be	Oferta de compra de Energía Eléctrica Acumulable.
bc	Oferta de compra de Certificados de Energías Limpias.
p, pi	Paquete (oferta de venta).
oci	Paquetes de ofertas de venta condicionadas.
$omei$	Paquetes de ofertas de venta mutuamente excluyentes.
zi	Zona de interconexión.
ze	Zona de exportación.
zpr	Zona de precios.
c	Central (puede pertenecer a uno o más paquetes).

2.2. Conjuntos

$BP_{zp} = \{1, 2, \dots, BP_{zp} \}$	Ofertas de compra de Potencia bp en la zona de potencia zp .
$BE = \{1, 2, \dots, BE \}$	Ofertas de compra de Energía Eléctrica Acumulable be .
$BC = \{1, 2, \dots, BC \}$	Ofertas de compra de Certificados de Energías Limpias bc .

$PAQ = \{1, 2, \dots, PAQ \}$	Paquetes (ofertas de venta) p .
$C = \{1, 2, \dots, C \}$	Centrales eléctricas c .
$Cp = \{1, 2, \dots, Cp \}$	Subconjunto de centrales eléctricas c que pertenecen al paquete p .
$PAQ(zp)$	Paquetes p que pertenecen a la zona de potencia zp .
$C(zi)$	Centrales c que pertenecen a la zona de interconexión zi .
$PAQ(ze)$	Paquetes p que pertenecen a la zona de exportación ze .
$OC = \{1, 2, \dots, OC \}$	Grupos de paquetes condicionados oci (Cada elemento es un subconjunto de paquetes y se utiliza cuando se requiere condicionar la selección de un paquete a la selección del paquete anterior).
$OME = \{1, 2, \dots, OME \}$	Grupos de paquetes mutuamente excluyentes $omei$ (Cada elemento es un subconjunto de paquetes y se utiliza cuando en cada subconjunto, solo puede haber un paquete seleccionado).
$ZP = \{1, 2, \dots, ZP \}$	Zonas de potencia zp definidos por el CENACE.
$ZI = \{1, 2, \dots, ZI \}$	Zonas de interconexión zi definidos por el CENACE.
$ZPR = \{1, 2, \dots, ZPR \}$	Zonas de precios zpr definidos por el CENACE.
$ZE = \{1, 2, \dots, ZE \}$	Zonas de exportación ze definidos por el CENACE.

2.3. Parámetros

$PaqueteP_p$	Cantidad de Potencia del paquete p , en MW/año.
$PaqueteE_p$	Cantidad de Energía Eléctrica Acumulable del paquete p , en MWh/año.
$PaqueteC_p$	Cantidad de Certificados de Energías Limpias del paquete p , en CEL por año.
$CapacidadDePlaca_c$	capacidad de placa en MW de la central eléctrica $c \in C$.
$PrecioPaquete_p$	precio <i>ajustado</i> del paquete p en \$/año, a fin de reflejar la ubicación de la oferta y la elección de indexar a dólares, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PrecioPaquete_p = (PrecioOriginalPaquete_p + \Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSD_p} \quad (2.1)$$

donde:

ΔPML_{zpr}	Valor esperado de la diferencia entre el promedio de los Precios Marginales Locales del SEN y el promedio del Precio Marginal Local de la zpr donde se ubica el paquete p , en \$/MWh.
$PrecioOriginalPaquete_p$	Precio del paquete (oferta de venta) p en \$/año.
$FactorDevEsp$	Razón entre el costo esperado de una oferta indexada en dólares y una oferta indexada en pesos.

$FactorPrefPesos$	Factor que refleja la preferencia del comprador para realizar sus pagos en la misma moneda en que reciba sus ingresos.
$IndexUSD_p$	Binario, 1 si p está indexado a dólares, 0 si p está indexado a pesos.
$SinPrelación_c$	Binario, 1 si la central eléctrica c no tiene prelación para su interconexión, 0 si tiene prelación o ya se encuentra interconectada al SEN.
$DemP_{bp}^{max}$	Cantidad de Potencia incluida en la oferta de compra bp , en MW/año.
$DemE_{be}^{max}$	Cantidad de Energía Eléctrica Acumulable incluida en la oferta de compra be , en MWh/año.
$DemC_{bc}^{max}$	Cantidad de Certificados de Energías Limpias incluida en la oferta de compra bc , en CEL por año.
$PrecioP_{bp}$	Precio máximo de compra de Potencia para la banda bp , en \$/MW por año.
$PrecioE_{be}$	Precio máximo de compra de Energía Eléctrica Acumulable para la banda be , en \$/MWh por año.
$PrecioC_{bc}$	Precio máximo de compra de Certificados de Energías Limpias para la banda bc , en \$/CEL por año.
$FechaIrrAnt_p$	Binario, 1 si el paquete p tiene una fecha de inicio irregular antes de la fecha de inicio estándar, 0 si no.
$FechaIrrDesp_p$	Binario, 1 si el paquete p tiene una fecha de inicio irregular después de la fecha de inicio estándar, 0 si no.
$KFechaIrrAntP$	Porcentaje máximo de Potencia que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular antes de la fecha de inicio estándar.
$KFechaIrrDespP$	Porcentaje máximo de Potencia que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular después de la fecha de inicio estándar.
$KFechaIrrAntC$	Porcentaje máximo de CEL que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular antes de la fecha de inicio estándar.
$KFechaIrrDespC$	Porcentaje máximo de CEL que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular después de la fecha de inicio estándar.
$LimInterconexiónZI_{zi}$	Límite máximo de interconexión de la zona de interconexión zi , en MW.
$LimEnergíaEléctricaZE_{ze}$	Límite de exportación de la zona de exportación ze , en MW/año.

2.4. Variables

- U_p Variable binaria, 1 si el paquete p es seleccionado, 0 si no es seleccionado.
 U_c Variable binaria, 1 si la central c es seleccionada, 0 si no es seleccionada.
 $VentaP_{bp}$ Cantidad de Potencia vendida a la oferta de compra bp .
 $VentaE_{be}$ Cantidad de Energía Eléctrica Acumulable vendida a la oferta de compra be .
 $VentaC_{bc}$ Cantidad de Certificados de Energías Limpias vendidos a la oferta de compra bc .

2.5. Función objetivo

Pretende maximizar el excedente económico total.

$$\begin{aligned}
 \text{máx} \quad & \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} PrecioP_{bp} + \sum_{be \in BE} VentaE_{be} PrecioE_{be} \\
 & + \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} PrecioC_{bc} - \sum_{p \in PAQ} U_p PrecioPaquete_p \quad (2.2)
 \end{aligned}$$

2.6. Restricciones

Conjunto de restricciones que garantizan que no se venda más de lo que los compradores están dispuestos a comprar.

$$VentaP_{bp} \leq DemP_{bp}^{max} \quad \forall bp \in BP_{zp}, zp \in ZP \quad (2.3)$$

$$VentaE_{be} \leq DemE_{be}^{max} \quad \forall be \in BE \quad (2.4)$$

$$VentaC_{bc} \leq DemC_{bc}^{max} \quad \forall bc \in BC \quad (2.5)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados tengan los productos suficientes para proporcionar la cantidad asignada en las ofertas de compra.

$$\sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \leq \sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p \quad \forall zp \in ZP \quad (2.6)$$

$$\sum_{be \in BE} VentaE_{be} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteE_p \quad (2.7)$$

$$\sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p \quad (2.8)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados con fechas de operación irregulares, no superen los porcentajes definidos en las ofertas de compra.

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntP \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (2.9)$$

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespP \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (2.10)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntC \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \quad (2.11)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespC \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \quad (2.12)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que se encuentren condicionados entre sí.

$$U_p \leq U_{pi} \quad \forall \quad oci \in OC \mid oci = (p, pi) \quad (2.13)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que tengan relaciones mutuamente excluyentes entre sí.

$$\sum_{p \in omei} U_p \leq 1 \quad \forall \quad omei \in OME \quad (2.14)$$

Restricción que garantiza que las centrales de los paquetes no superen el límite de capacidad para las zonas de interconexión.

$$\sum_{c \in C(zi)} U_c CapacidadDePlaca_c SinPrelación_c \leq LimInterconexiónZI_{zi} \quad \forall \quad zi \in ZI \quad (2.15)$$

Restricción que garantiza que si no se utiliza la central de generación, todos los paquetes que involucren dicha central no pueden ser seleccionados.

$$U_p \leq U_c \quad \forall \quad c \in C_p, p \in P \quad (2.16)$$

Restricción que garantiza que los paquetes seleccionados no deben superar el límite de energía eléctrica acumulable para las zonas de exportación.

$$\sum_{p \in PAQ(ze)} U_p PaqueteE_p SinPrelación \leq LimEnergíaEléctricaZE_{ze} \quad \forall \quad ze \in ZE \quad (2.17)$$

2.7. Complejidad

En esta sección se va a demostrar que el problema asociado al modelo de optimización descrito en el presente capítulo es NP-completo, para esto se partirá del modelo general de programación entera mixta para las subastas de largo plazo en México, y a través de una simplificación del mismo se llegará al modelo de cobertura de conjuntos de mínimo costo, para el cual su problema de decisión asociado es NP-completo [16].

En primera instancia, se simplificarán los parámetros del modelo que no serán usados, para eso considere:

$$\begin{aligned}
 BE = \emptyset & \implies \text{Desaparece el sumando } \sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be}\text{Precio}E_{be} \text{ de la función objetivo} \\
 & \implies \text{Desaparecen las restricciones (2.4), (2.7)} \\
 BC = \emptyset & \implies \text{Desaparece el sumando } \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc}\text{Precio}C_{bc} \text{ de la función objetivo} \\
 & \implies \text{Desaparecen las restricciones (2.5), (2.8), (2.11) y (2.12)} \\
 OC = \emptyset & \implies \text{Desaparece la restricción (2.13)} \\
 OME = \emptyset & \implies \text{Desaparece la restricción (2.14)} \\
 \text{FechaIrrAnt}_p = 0 \ \forall \ p & \implies \text{Desaparece la restricción (2.9)} \\
 \text{FechaIrrDesp}_p = 0 \ \forall \ p & \implies \text{Desaparece la restricción (2.10)} \\
 \text{SinPrelación}_c = 0 \ \forall \ c & \implies \text{Desaparecen las restricciones (2.15), (2.17)} \\
 & \implies U_c = 1 \ \forall \ c \text{ es factible} \\
 & \implies \text{desaparece la restricción (2.16)}
 \end{aligned}$$

Con la anterior simplificación de parámetros, solo quedan en el modelo la función objetivo (2.2) y las restricciones (2.3) y (2.6), de la siguiente manera:

$$\text{máx} \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp}\text{Precio}P_{bp} - \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Precio}Paquete_p$$

sujeto a:

$$\begin{aligned}
 \text{Venta}P_{bp} &\leq \text{Dem}P_{bp}^{\max} & \forall \ bp \in BP_{zp}, zp \in ZP \\
 \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} &\leq \sum_{p \in PAQ(zp)} U_p \text{Paquete}P_p & \forall \ zp \in ZP \\
 U_p &\in \{0, 1\} & \forall \ p \in PAQ
 \end{aligned}$$

Ahora considere el problema de cubierta por conjuntos de mínimo costo, en donde dado un universo de elementos y dada una familia de conjuntos, donde cada conjunto tiene un costo asociado y la unión de todos los conjuntos contiene el universo. Se quiere encontrar la selección de una subfamilia de conjuntos, que contenga todos los elementos del universo, al mínimo costo posible.

Considere una instancia de cubierta por conjuntos de costo mínimo, con conjunto universal $u = \{1, \dots, n\}$, m subconjuntos de u llamados A_1, \dots, A_m y costos C_1, \dots, C_m ; cuyo modelo de programación entera se muestra a continuación:

$$\text{mín} \sum_{j=1}^m C_j X_j$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} 1 &\leq \sum_{j:i \in A_j} X_j & \forall 1 \leq i \leq n \\ X_j &\in \{0, 1\} & \forall 1 \leq j \leq m \end{aligned}$$

Considere además que los parámetros del modelo simplificado de subastas, corresponden con lo siguiente:

$$\begin{aligned} ZP &= u = \{1, \dots, n\} \\ PAQ &= \{1, \dots, m\} \\ PAQ(i) &= \{j : i \in A_j\} \\ BP_i &= 1 & \forall i \in ZP \\ PrecioP_i &= M = 2 \sum_{j=1}^m C_j X_j & \forall i \in ZP \\ PrecioPaquete_j &= C_j & \forall j \in PAQ \\ DemP_i^{max} &= 1 & \forall i \in ZP \\ PaqueteP_j &= 1 & \forall j \in PAQ \\ U_j &= X_j & \forall j \in PAQ \end{aligned}$$

Aplicando lo anterior al modelo simplificado de subastas, este queda de la siguiente manera:

$$\text{máx} \text{Venta}P_1 M - \sum_{j=1}^m C_j X_j$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} \text{Venta}P_1 &\leq 1 \\ \text{Venta}P_1 &\leq \sum_{j:i \in A_j} X_j & \forall i \in u \\ X_j &\in \{0, 1\} & \forall 1 \leq j \leq m \end{aligned}$$

En cualquier solución óptima se debe cumplir que $\text{Venta}P_1 = 1$, pues eso garantiza que la función objetivo sea positiva, mientras que $\text{Venta}P_1 = 0$ implica que la función objetivo no sería positiva. En este caso, se puede considerar que el primer término ($\text{Venta}P_1 M$) es una constante

y se puede eliminar de la función objetivo, para que quede como $\text{máx} - \sum_{j=1}^m C_j X_j$ o, equivalentemente $\text{mín} \sum_{j=1}^m C_j X_j$. Por lo tanto, el modelo de optimización queda equivalentemente de la siguiente manera:

$$\text{mín} \sum_{j=1}^m C_j X_j$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} 1 &\leq \sum_{j:i \in A_j} X_j & \forall i \in u \\ X_j &\in \{0,1\} & \forall 1 \leq j \leq m \end{aligned}$$

El anterior modelo es igual al modelo de cubierta por conjuntos de costo mínimo, por lo que queda demostrado que el problema de decisión asociado al modelo de optimización de programación entera mixta para las subastas de largo plazo en México, es al menos tan difícil como el problema de decisión asociado al modelo de cobertura de conjuntos a mínimo costo, el cual es NP-completo.

Validación Subasta de Largo Plazo - SLP-1/2015

En el presente capítulo se estudia en detalle la implementación del modelo y los resultados obtenidos a partir del mismo en la subasta de largo plazo que se llevó a cabo en el año 2015.

3.1. Datos de entrada y preprocesamiento

En esta sección se describen en términos generales los datos de entrada de las ofertas de compra y venta, así como el preprocesamiento que se llevó a cabo en cada uno de acuerdo a los requerimientos del modelo.

3.1.1. Ofertas de Compra

De acuerdo al numeral 3.1 del Manual de Subastas de Largo Plazo, las suministradoras de servicios básicos, así como otras entidades responsables de carga podrán participar en la subasta como compradores potenciales. En esta subasta la única entidad responsable de carga que participó como comprador potencial corresponde a la suministradora de servicios básicos CFE.

La figura 3.1 resume la oferta de compra para energía, en la que se tuvieron en cuenta 20 rangos de precios diferentes teniendo como base el precio máximo correspondiente a \$884/MWh, dichos rangos varían de acuerdo a un factor que va de 0 a 1, asignando 1 para el precio máximo y va disminuyendo en una o dos centésimas para los primeros 17 escalones de demanda, para los últimos 3 dicho factor corresponde a 0.4, 0.3 y 0; cada escalón corresponde a una demanda de 318,062.5 MWh, para una demanda total de 6,361,250 MWh al año como se puede observar.

Por su parte, de manera similar, en la figura 3.2 se muestran 20 rangos de precios para Certificados de Energías Limpias, contruidos de la misma manera que para energía, tomando como precio máximo \$444/CEL; cada escalón corresponde a una demanda de 318,062.5 CEL al igual que en energía, para una demanda total de 6,361,250 CEL al año.

En cuanto a la demanda de potencia, la figura 3.3 muestra 15 rangos de precios, contruidos por aparte para cada sistema interconectado, se construyeron 5 escalones por sistema y los rangos de precios para cada uno de ellos se dieron de acuerdo a un factor que va de 0.8 a 1, asignando 1 para el precio máximo que en este caso es de \$10,000/MW, y va disminuyendo en 5 centésimas; cada escalón para Sistema Interconectado Nacional (SIN) corresponde a una demanda de 90MW, para una demanda total de 450 MW, por su parte cada escalón de Baja California (BC) y Baja California sur (BCS) corresponde a una demanda de 5 MW, para un total de 25 MW para cada uno; sumando así una demanda total de potencia de 500 MW al año.

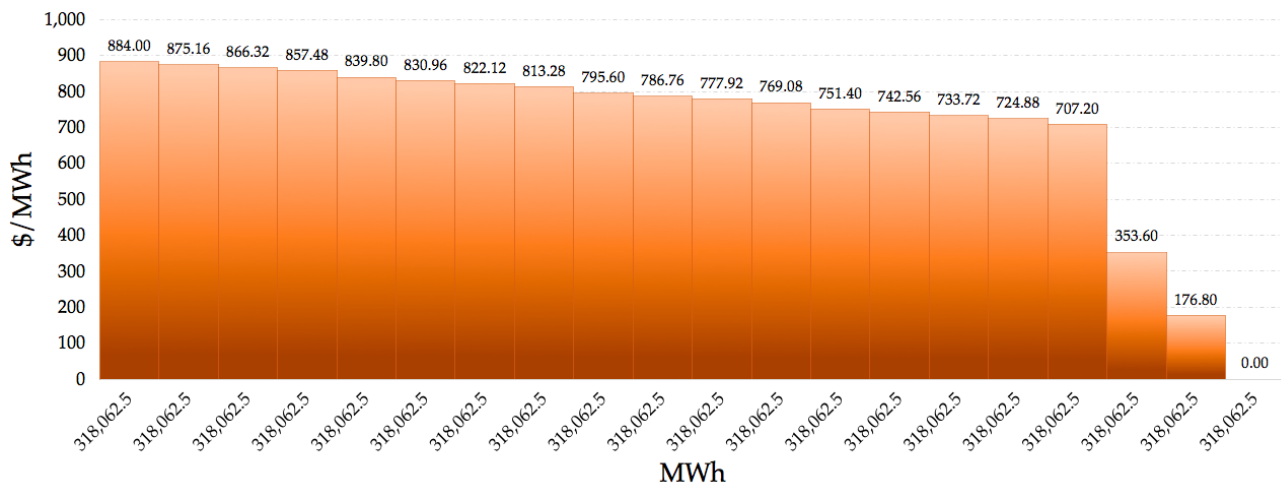


Figura 3.1: Demanda escalonada - Energía 2015.

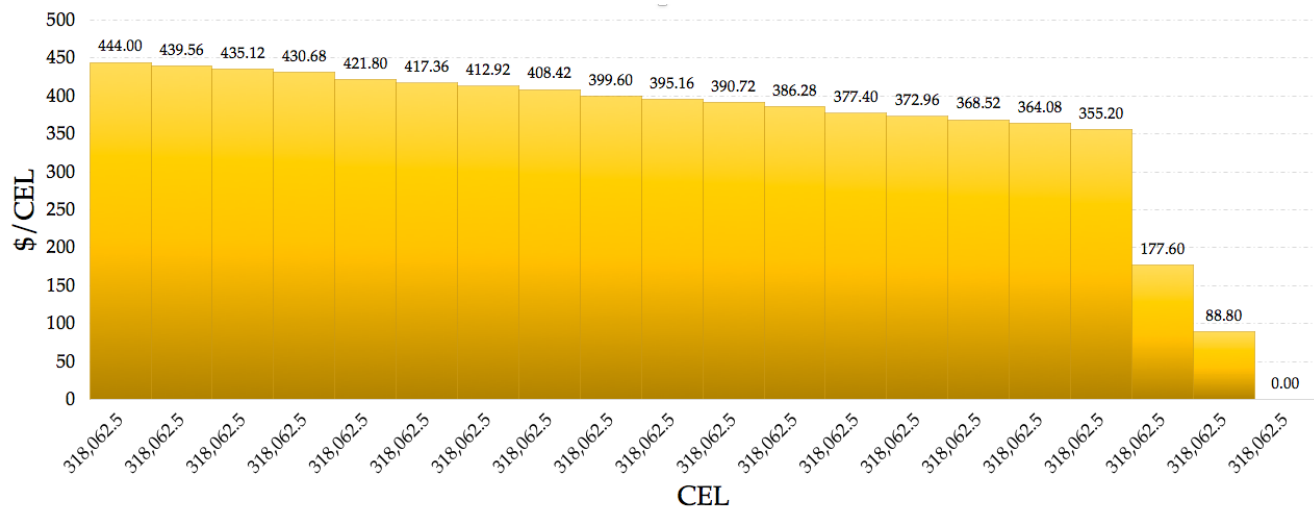


Figura 3.2: Demanda escalonada - CEL 2015.

Sin embargo, aunque la oferta de compra para potencia hecha por parte del comprador potencial corresponde con la figura 3.3, debido a que la oferta de venta para este producto fue mínima, se tuvo que aplicar el inciso *d* del numeral 5.7.4 del Manual de Subastas de Largo Plazo, donde dice que “A fin de fomentar las condiciones de competencia del proceso, cuando la cantidad total de un producto incluida en las ofertas de venta recibidas sea menor a dos veces la cantidad de dicho producto incluida en las ofertas de compra aceptadas, un porcentaje de la cantidad para dicho producto incluido en cada oferta de compra se diferirá hasta la siguiente subasta. Las cantidades para cada producto que se mantendrán en la subasta se calcularán multiplicando las cantidades incluidas en las ofertas de compra aceptadas por el porcentaje de reducción”, dicho

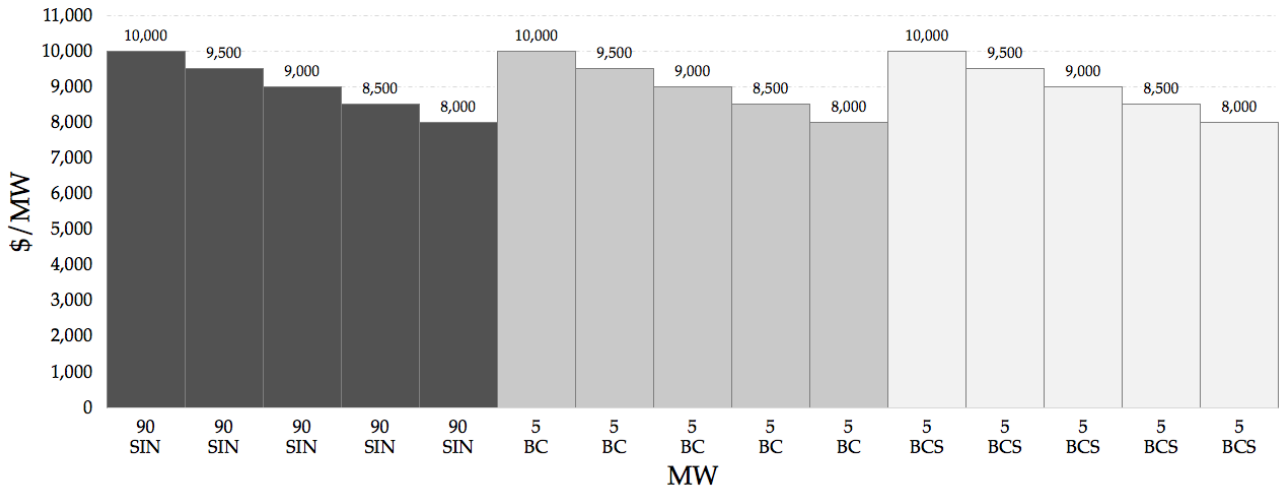


Figura 3.3: Demanda escalonada - Potencia 2015.

porcentaje, se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PR_p = \min(1, CTOV_p / (2 \times OCA_p), CM_p / OCA_p) \quad (3.1)$$

Donde:

- PR_p Porcentaje de reducción para el producto p .
- $CTOV_p$ Cantidad total de ofertas de venta del producto p
- OCA_p Cantidad del producto p incluido en las ofertas de compra aceptadas.
- CM_p Límite del producto p que se puede adjudicar en la subasta en caso de que la CRE lo establezca.

Teniendo en cuenta que la CRE no estableció un límite, el porcentaje de reducción para el SIN es de $16 / (2 \times 450) = 0.177$ por lo que la potencia ajustada para SIN es de $0.177 \times 450 = 8$ MW y cero tanto para BC como para BCS debido a que la oferta de venta para estos dos últimos fue nula, por lo que la demanda total que se utilizó en realidad para el producto Potencia corresponde a 8 MW para SIN con 5 escalones de 1.6 MW cada uno, como se muestra en la figura 3.4.

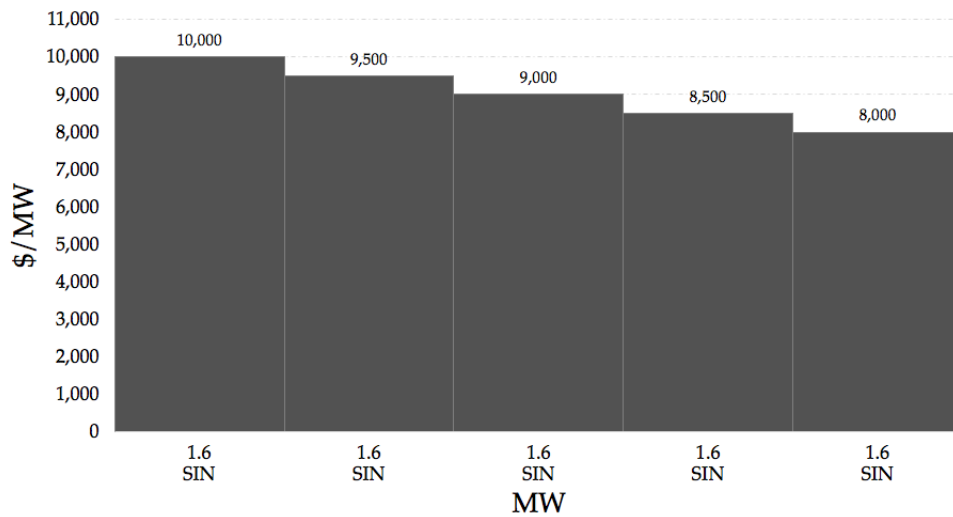


Figura 3.4: Demanda ajustada - Potencia 2015.

3.1.2. Ofertas de venta

Las ofertas de venta participantes en la subasta fueron 375, de las cuales solo fueron aptas 226, como se resume en el cuadro 4.1.

Cantidad ofertas de venta	Concepto
226	Aptas para participar
9	Desistieron de la participación
140	Desechadas por no cumplir requisitos de las bases de licitación

Cuadro 3.1: Ofertas de venta participantes 2015.

Las ofertas de venta corresponden cada una de ellas a paquetes de los productos requeridos en la subasta, en las 226 ofertas de venta aptas, cada oferta en promedio ofrece 278,658.5 MWh, 245,117.8 CEL y 0.07 MW, con lo que se muestra que la oferta de venta para potencia fue casi nula, solo se ofrecieron un total de 16 MW, esto debido al bajo precio en las ofertas de compra para este producto. Por su parte el promedio para Energía y CEL es similar, analizando este comportamiento se encuentra que del total de paquetes que ofertan cantidades positivas de energía y CEL, el 68 % tienen exactamente el mismo valor ofertado para estos productos.

En cuanto a los precios ofertados para los paquetes, estos se deben ajustar antes de incorporarlos en el modelo, lo anterior con el objetivo de poder comparar las ofertas en términos del beneficio que representa su localización y la indexación ya sea en dólares o en pesos, dicho ajuste se realiza conforme a la fórmula 2.1. La figura 3.5 muestra cómo quedan los precios luego de realizar el ajuste en las 226 ofertas y cómo este ajuste interfiere en las ofertas ganadoras.

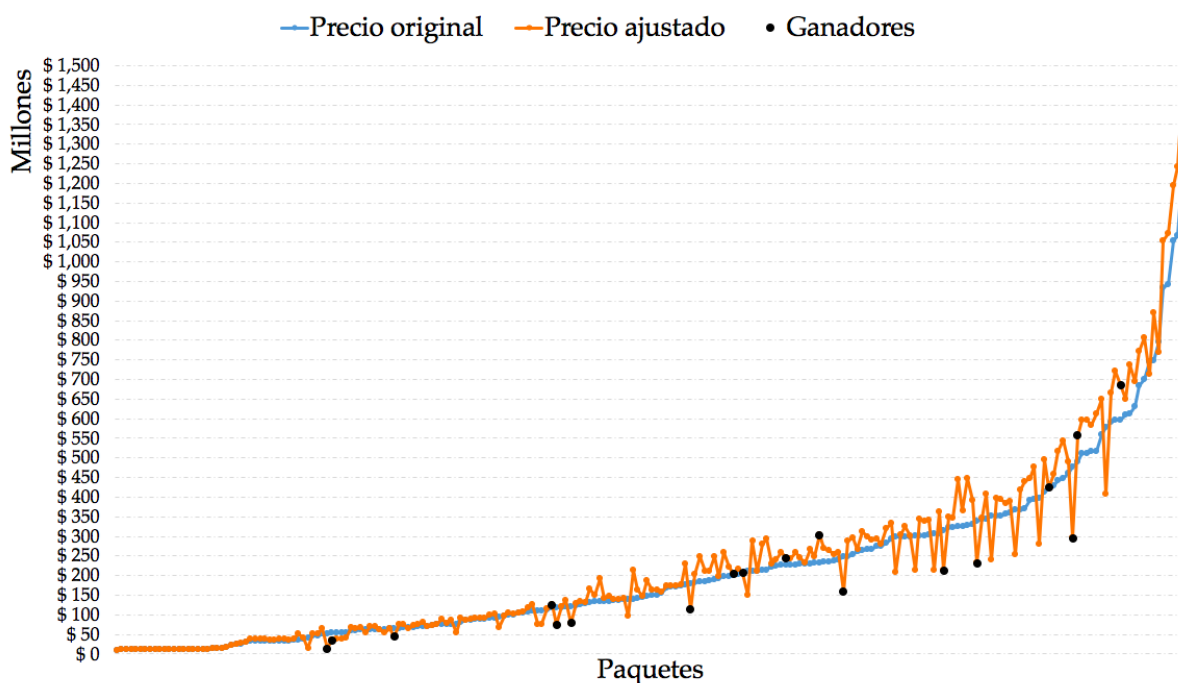


Figura 3.5: Precio original vs Precio ajustado año 2015.

Se puede observar que el precio ajustado indudablemente afecta la selección de paquetes, el factor determinante allí corresponde al de las diferencias de precios nodales por localización ΔPML_{zpr} , que oscila entre -34.28 y 8.41 dólares americanos por MWh, la tasa de cambio utilizada corresponde a 17.3661 pesos por dólar; ofertas con dicho factor en negativo aunque tengan precios altos, se les evalúa con precios bastante inferiores premiando así el beneficio que representa la localización para el subastador. Adelantándonos un poco a los resultados para analizar el ajuste en los precios, el 56 % de los paquetes que fueron seleccionados se vieron beneficiados por el ajuste, dichos paquetes fueron evaluados con precios reducidos entre 31 % y 71 % respecto al precio original ofertado, sin embargo, algunos otros paquetes que fueron castigados por el ajuste, también salieron ganadores pero en menor proporción, el 44 %.

El preprocesamiento realizado como parte de la validación, y que hace referencia a los cálculos realizados para incluir en el modelo las ofertas de compra y venta, coinciden con los obtenidos por el CENACE.

3.2. Implementación del modelo

El modelo matemático implementado en este año, corresponde con el descrito a continuación:

Función objetivo:

Busca maximizar el excedente económico total.

$$\begin{aligned} \text{máx} \quad & \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \text{Precio}P_{bp} + \sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \text{Precio}E_{be} \\ & + \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \text{Precio}C_{bc} - \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Precio}Paquete_p \quad (3.2) \end{aligned}$$

Sujeto a:

Conjunto de restricciones que garantizan que no se venda más de lo que los compradores están dispuestos a comprar.

$$\text{Venta}P_{bp} \leq \text{Dem}P_{bp}^{\max} \quad \forall bp \in BP_{zp}, zp \in ZP \quad (3.3)$$

$$\text{Venta}E_{be} \leq \text{Dem}E_{be}^{\max} \quad \forall be \in BE \quad (3.4)$$

$$\text{Venta}C_{bc} \leq \text{Dem}C_{bc}^{\max} \quad \forall bc \in BC \quad (3.5)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados tengan los productos suficientes para proporcionar la cantidad asignada en las ofertas de compra.

$$\sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \leq \sum_{p \in PAQ(zp)} U_p \text{Paquete}P_p \quad \forall zp \in ZP \quad (3.6)$$

$$\sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Paquete}E_p \quad (3.7)$$

$$\sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Paquete}C_p \quad (3.8)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados con fechas de operación irregulares, no superen los porcentajes definidos en las ofertas de compra.

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p \text{Paquete}P_p \text{FechaIrrAnt}_p \leq K \text{FechaIrrAnt}P \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (3.9)$$

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p \text{Paquete}P_p \text{FechaIrrDesp}_p \leq K \text{FechaIrrDesp}P \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (3.10)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p \text{Paquete}C_p \text{FechaIrrAnt}_p \leq K \text{FechaIrrAnt}C \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \quad (3.11)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p \text{Paquete}C_p \text{FechaIrrDesp}_p \leq K \text{FechaIrrDesp}C \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \quad (3.12)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que se encuentren condicionados entre sí.

$$U_p \leq U_{pi} \quad \forall \quad oci \in OC \mid oci = (p, pi) \quad (3.13)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que tengan relaciones mutuamente excluyentes entre sí.

$$\sum_{p \in omei} U_p \leq 1 \quad \forall \quad omei \in OME \quad (3.14)$$

Restricción que garantiza que las centrales de los paquetes no superen el límite de capacidad para las zonas de interconexión.

$$\sum_{c \in C(zi)} U_c \text{CapacidadDePlaca}_c \text{SinPrelación}_c \leq \text{LimInterconexión}ZI_{zi} \quad \forall \quad zi \in ZI \quad (3.15)$$

Restricción que garantiza que si no se utiliza la central de generación, todos los paquetes que involucren dicha central no pueden ser seleccionados.

$$U_p \leq U_c \quad \forall \quad c \in C_p, p \in P \quad (3.16)$$

Restricción que garantiza que los paquetes seleccionados no deben superar el límite de energía eléctrica acumulable para las zonas de exportación.

$$\sum_{p \in PAQ(ze)} U_p \text{Paquete}E_p \text{SinPrelación} \leq \text{LimEnergíaEléctrica}ZE_{ze} \quad \forall \quad ze \in ZE \quad (3.17)$$

Al realizar la validación del mismo se encontraron los siguientes hallazgos en términos de la modelación:

- La formulación matemática de las restricciones (3.6), (3.7) y (3.8) no garantizan que lo que se vende sea igual a lo que se compra; para ejemplificar, considere una instancia en donde solo se subasta el producto energía y por las condiciones de la subasta el modelo queda simplificado a la función objetivo y las restricciones (3.4) y (3.7), si el precio de compra de energía es único y corresponde a $\text{Precio}E = 100$ por MWh y la demanda de energía es $\text{Dem}E = 1$ MWh, y si además solo se cuenta con un paquete (oferta de venta) de $\text{Paquete}E = 2$ MWh y $\text{PrecioPaquete} = 20$ \$/MWh, el modelo deberá decidir si selecciona o no el paquete, es decir el valor que tomará la variable U_p y la cantidad de energía a asignar a la variable $\text{Venta}E$; el modelo con esta información hasta el momento está así:

$$\text{máx } 100\text{Venta}E - 20U_p$$

Sujeto a:

$$\begin{aligned}
VentaE &\leq 1 \\
VentaE &\leq 2U_p \\
U_p &\in \{0, 1\}
\end{aligned}$$

Dado que se quiere maximizar, la solución es $U_p = 1$ y $VentaE = 1$, por lo que $VentaE \neq PaqueteE$, es decir, lo que se vende es diferente a lo que se compra; en este caso para que se cumpliera dicha premisa, la variable U_p debería tomar el valor de cero.

Tal y como se construyó la instancia en este año, se cumple que lo que se vende es igual a lo que se compra; sin embargo, en términos matemáticos no se cumple como se mostró en el ejemplo anterior. Para garantizar que dicha condición siempre se cumpla, basta con volver igualdades las restricciones (3.6), (3.7) y (3.8).

- Como complemento a la restricción (3.16) se debió incluir en el modelo una restricción que garantice que si no se selecciona ningún paquete que esté respaldado por una central, no se utiliza la central asociada; dicho conjunto de restricciones corresponde a la siguiente desigualdad:

$$U_c \leq \sum_{p \in PAQ_c} U_p \quad \forall \quad c \in C_p \quad (3.18)$$

La restricción (3.18) asegura que la variable U_c responda correctamente a la descripción de la misma, es decir, que acertadamente muestre las centrales que se están utilizando, ya que al no incluirla aparecerán $U_c = 1$ para centrales que en realidad no se están utilizando; hay que aclarar que la anterior restricción sí se incluye en el modelo de 2017.

- En el momento de la implementación del modelo, de acuerdo a los datos disponibles en la página del CENACE, se encuentra que el parámetro $LimInterconexiónZI_{zi}$ de la restricción (3.15), además de depender de la zona de interconexión, depende también de los nodos y las regiones; por lo que en la implementación real, esta restricción se convierte en dos restricciones, una para los límites de interconexión en nodos y otra para los límites de interconexión en las regiones, denominados en las bases de datos como LIMPOTN y LIMPOT respectivamente.
- Las restricciones (3.9), (3.10), (3.11) y (3.12) que tienen que ver con fechas de operación irregulares antes y después de la fecha de operación estándar, no se están utilizando en el modelo ya que ningún comprador ni vendedor estuvo dispuesto a ofertar productos con fechas de operación irregulares.

La implementación del modelo se realizó utilizando como lenguajes de programación y modelación, C++ y LP respectivamente; y como solucionador el software GUROBI 7.5.2 [19], se ejecutó en una computadora MacBook Air con procesador 1.8 GHz Intel Core i5 y memoria de 8 GB; el tiempo de ejecución fue de 0.05 segundos.

3.3. Resultados obtenidos

El valor de la función objetivo encontrado correspondiente al excedente económico total máximo es de **\$2,459,051,813.39758**, valor resultante de seleccionar 18 paquetes y asignar 5,402,880.5 MWh y 5,380,911 CEL. En el cuadro 3.2 se muestran los paquetes seleccionados, con los respectivos productos ofertados para cada uno de ellos.

GEN	PAQ	Tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	PPAQ (\$/año)
18	3	Solar	0	269,155	263,815	204,932,823
59	27	Solar	0	972,915	972,915	597,503,346
59	31	Solar	0	737,998	737,998	489,680,736
59	45	Solar	0	539,034	539,034	421,005,400
134	3	Eólica	0	275,502	275,502	314,423,955.17
148	1	Solar	0	140,970	140,970	116,936,169.19
160	1	Eólica	0	113,199	113,199	117,085,925.95
160	2	Eólica	0	117,689	117,689	121,730,099.55
319	1	Solar	0	493,303	483,515	478,075,849
319	2	Solar	0	246,832	241,935	249,047,032
331	1	Solar	0	277,490	277,490	226,975,665
331	3	Solar	0	176,475	176,475	178,133,177
331	6	Solar	0	48,748	48,748	53,447,999
350	1	Solar	0	54,974.5	53,477	64,307,962
378	3	Eólica	0	585,731	-	233,254,957.78
378	4	Eólica	0	-	585,731	201,444,454.56
445	3	Solar	0	60,965	60,518	50,500,753.08
455	2	Eólica	0	291,900	291,900	338,331,511
Total			0	5,402,880.5	5,380,911	4,456,817,815.32

Cuadro 3.2: Ofertas de venta ganadoras 2015.

Con estos resultados, se logra satisfacer la demanda de energía en un 84.9 %, la de CEL en un 84.6 % y en 0 % para potencia, las figuras 3.6 y 3.7 muestran la distribución de la demanda asignada por escalón para los productos de energía y CEL respectivamente, en color blanco se muestra la parte de la demanda que no se asignó.

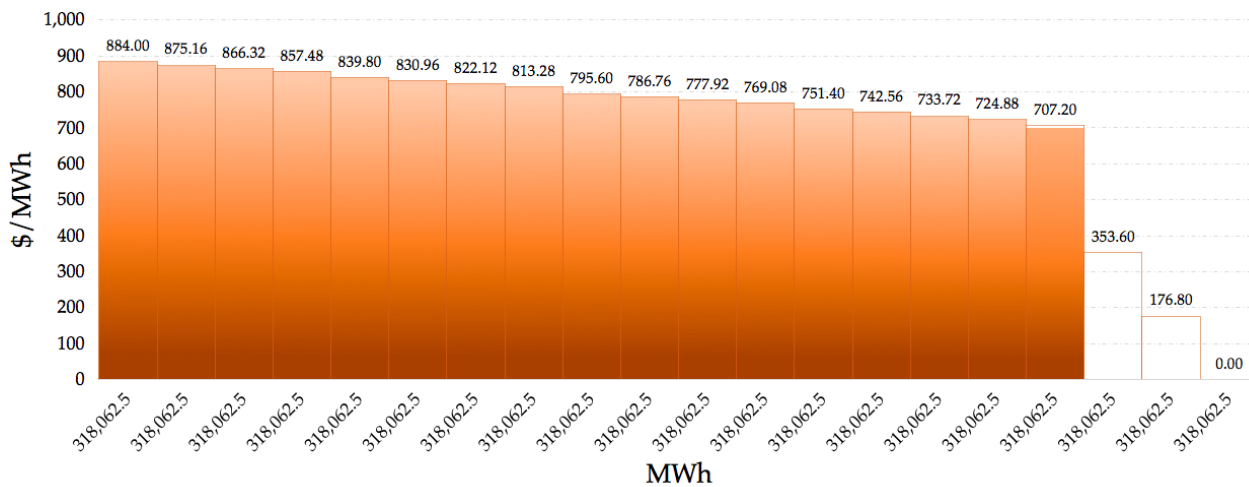


Figura 3.6: Cobertura de demanda Energía año 2015.

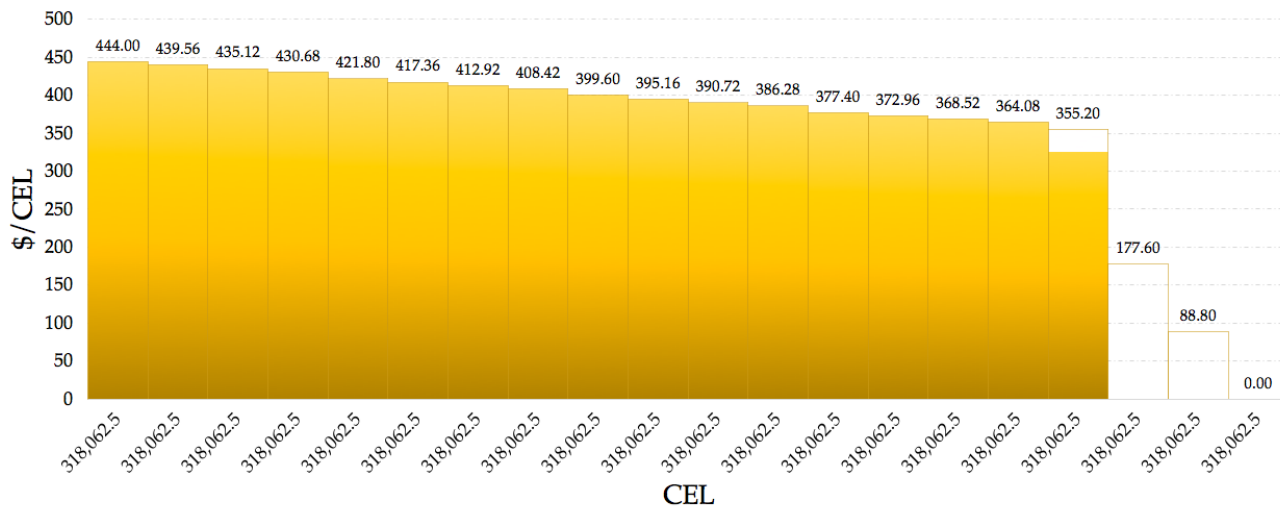


Figura 3.7: Cobertura de demanda CEL año 2015.

En la figura 3.8 se puede observar que el tamaño de los paquetes ganadores es proporcional al precio ajustado debido a que este último utiliza como parámetro la cantidad de energía ofertada en cada paquete y además porque las cantidades de CEL ofertadas son similares a las de energía; de hecho teniendo en cuenta que los únicos dos paquetes ganadores que solo ofertan un producto son el 378_3 y el 378_4, cuyas ofertas que pertenecen al mismo generador, tienen la misma cantidad de energía y CEL respectivamente y se encuentran además condicionados entre sí, por lo que podemos asumir que estos dos corresponden a un solo paquete, con lo que se encuentra que el 71 % de los paquetes seleccionados tienen exactamente el mismo valor ofertado de para CEL y Energía y el 29 % restante tienen una diferencia mínima (menos del 3 %) entre estos dos productos.

Por su parte también se puede ver que los precios originales en general son mayores que los precios ajustados para las ofertas ganadoras, como se mencionó en el numeral 3.1.

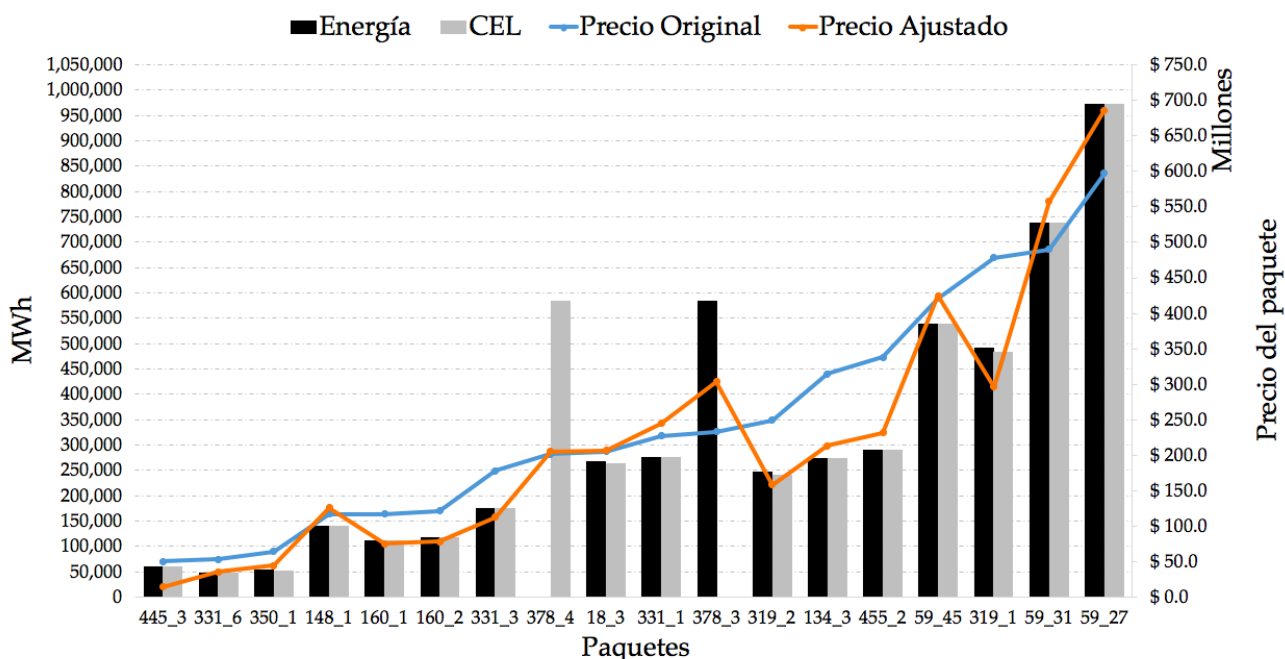


Figura 3.8: Ofertas ganadoras 2015.

En cuanto al excedente económico total, este resulta de la diferencia entre la sumatoria de las cantidades vendidas de cada producto multiplicada por los respectivos precios máximos de compra ofertada (\$6,475,598,713.05), y la sumatoria de los precios ajustados de los paquetes seleccionados como ganadores (\$4,016,546,899.65).

3.4. Análisis de restricciones

A partir de la implementación del modelo, se pudo identificar el porcentaje real de utilización de las restricciones incluidas en el mismo, validando así el funcionamiento de las restricciones, reconociendo aquellas que se cumplen con igualdad y aquellas que son inactivas, en el cuadro 3.3 se resume lo descrito.

El conjunto de restricciones (3.3) se da para cada zona de potencia, que en esta subasta corresponden a los sistemas interconectados SIN, BC y BCS respectivamente, se cumple con igualdad específicamente para las zonas de potencia 2 y 3 donde la oferta de compra es cero, sin embargo para la zona de potencia 1, donde se contaba con una oferta de compra mínima pero positiva, no se asignó nada a la variable $VentaP_{bp}$ debido a la anomalía con los precios de compra de potencia ofertados y su efecto en las oferta de venta, lo que ocasionó que para este producto fuese casi nula. Por su parte las restricciones (3.4) y (3.5) a pesar de que la oferta de compra no es cero, tampoco se cumplen con igualdad en su totalidad, lo que resulta coherente con el objetivo del modelo, que busca maximizar el excedente económico total, lo que no implica satisfacer la demanda al 100 %.

Conjunto de Restricciones	Total	Cant con igualdad	% de uso
(3.3)	15	10	67
(3.4)	20	16	80
(3.5)	20	16	80
(3.6)	3	3	100
(3.7)	1	1	100
(3.8)	1	1	100
(3.13)	69	69	100
(3.14)	63	8	14
(3.15)	113	19	21
(3.16)	226	43	19
(3.17)	8	0	0

Cuadro 3.3: Uso de restricciones 2015.

Las restricciones (3.6), (3.7) y (3.8) muestran que efectivamente la instancia garantiza que el 100 % de lo que se compra es igual a lo que se vende, sin embargo el modelo matemático no garantiza esta condición, como se mencionó en los hallazgos.

En cuanto a la restricción (3.13), se muestra que efectivamente se respetan las condiciones de paquetes condicionados, sin embargo cabe resaltar que de los 18 paquetes seleccionados como ganadores en la subasta, 4 de ellos cuentan con relaciones de paquetes condicionados.

En cuanto a los paquetes que tenían relaciones mutuamente excluyentes, de acuerdo a la restricción (3.14), se respetan estas relaciones entre paquetes y de los 18 paquetes seleccionados como ganadores, 8 de ellos cuentan con relaciones de paquetes mutuamente excluyentes.

Por su parte el conjunto de restricciones (3.15), que tienen que ver con los límites de interconexión, hay que decir que en los casos donde se cumplen las restricciones con igualdad, estos límites son del orden de centenas, para los demás la mayoría de los límites de interconexión tienen un valor asignado de 1,000,000, valor que es imposible igualar en el lado izquierdo de la restricción así todas las variables $U_c = 1$, por lo que para estos nunca se cumple la restricción con igualdad.

El conjunto de restricciones (3.16), solo aparecen con igualdad el 19 % de las restricciones, cuando debería ser el 100 %, esto debido a la falta de la restricción (3.18), como se comentó en los hallazgos.

Por último, en el conjunto de restricciones (3.17), si se corriera el modelo eliminando por completo estas restricciones, el resultado tanto para la función objetivo como para los paquetes seleccionados, sería exactamente el mismo.

3.5. Análisis de sensibilidad en los precios

A partir de la validación de los resultados obtenidos se realizó un análisis de sensibilidad sobre los precios ofertados para los paquetes que salieron ganadores en la subasta, dicho análisis pretende identificar hasta dónde hubiesen podido subir el precio del paquete de tal manera que siguieran saliendo seleccionados por el modelo como ofertas ganadoras, teniendo en cuenta que las demás ofertas se mantienen constantes.

El análisis de sensibilidad se hizo a través de búsqueda binaria sobre el precio original y recalculando los precios ajustados correspondientes, ejecutando multiples corridas del modelo y validando la selección de los paquetes; este proceso se realizó siguiendo el algoritmo 3.5.1.

Algoritmo 3.5.1: Sensibilidad precios ofertados 2015

Data: $PrecioOriginalPaquete_p$, ΔPML_{zpr} , $PaqueteE_p$, $IndexUSD_p$, $FactorDevEsp$, $IndexUSD_p$, $ListaPaquetesGanadores$, ϵ .

Result: $AjustePrecio_p$.

```

1 while  $ListaPaquetesGanadores \neq \emptyset$  do
2    $Piso = PrecioOriginalPaquete_p$ ;
3    $Techo = 3Piso$ ;
4   while  $Techo - Piso \geq \epsilon$  do
5      $AjustePrecio_p = \frac{(Techo - Piso)}{2} + Piso$ ;
6      $PrecioPaquete_p = (AjustePrecio_p + \Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times$ 
7        $FactorDevEsp)^{IndexUSD_p}$ ;
8      $U_p = ModeloProgramaciónEnteraMixta(PrecioPaquete_p)$ ;
9     if  $U_p = 1$  then
10       $Piso = AjustePrecio_p$ ;
11      if iteración inicial del paquete  $p$  then
12         $Techo = 3AjustePrecio_p$ ;
13      else
14         $Techo = AjustePrecio_p$ ;
15      Guardar  $AjustePrecio_p$ ;
16       $PrecioPaquete_p = (PrecioOriginalPaquete_p + \Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times$ 
17         $FactorDevEsp)^{IndexUSD_p}$ ;
18      Eliminar paquete  $p$  de  $ListaPaquetesGanadores$ ;

```

Para ejemplificar este proceso para un paquete, considere el paquete 3 del generador 445, cuya información es $PrecioOriginalPaquete_p = 50,500,753.08$ \$/año, $\Delta PML_{zpr} = -34.28$ USD, $PaqueteE_p = 60965$ MWh al año, $FactorDevEsp = 1.00992370706182$ y $IndexUSD_p = 1$, recordando que se usó una tasa de cambio de 17.3361 \$/USD y un factor de referencia $FactorPrefPesos = 1.01$ entonces:

Iteración 0

$$Piso = 50,500,753.08$$

$$Techo = 3 \times 50,500,753.08$$

$$AjustePrecio_{445_3} = 2 \times 50,500,753.08$$

$$PrecioPaquete_{445_3} = 66,068,042.82$$

$$Resultado \text{ del modelo } U_{445_3} = 0$$

$$Techo = 2 \times 50,500,753.08$$

Iteración 1

$$Piso = 50,500,753.08$$

$$Techo = 2 \times 50,500,753.08$$

$$AjustePrecio_{445_3} = \frac{50,500,753.08}{2} + 50,500,753.08 = 75,751,129.62$$

$$PrecioPaquete_{445_3} = 40,312,079.40$$

$$Resultado\ del\ modelo\ U_{445_3} = 0$$

$$Techo = 75,751,129.62$$

Iteración 2

$$Piso = 50,500,753.08$$

$$Techo = 75,751,129.62$$

$$AjustePrecio_{445_3} = 63,125,941.35$$

$$PrecioPaquete_{445_3} = 27,434,097.69$$

$$Resultado\ del\ modelo\ U_{445_3} = 1$$

$$Piso = 63,125,941.35$$

Iteración 3

$$Piso = 63,125,941.35$$

$$Techo = 75,751,129.62$$

$$AjustePrecio_{445_3} = 69,438,535.48$$

$$PrecioPaquete_{445_3} = 33,873,088.55$$

$$Resultado\ del\ modelo\ U_{445_3} = 0$$

$$Techo = 69,438,535.48$$

Así hasta que la diferencia entre el *Piso* y el *Techo* (ϵ) es despreciable, para este ejemplo el valor de $AjustePrecio_{445_3}$ es de 68,731,297.51 \$/año, que corresponde al precio original máximo que hubiese podido ofertar para seguir saliendo como ganador de la subasta.

En el cuadro 3.4 se encuentran los precios originales ofertados, el precio máximo que hubiesen podido ofertar y el incremento porcentual que representa este último respecto al precio original ofertado, esto para cada uno de los paquetes que resultaron seleccionados como ganadores en la subasta.

Se puede observar que más del 50 % de las ofertas hubiesen podido incrementar en más del 10 % su precio ofertado por paquete, y solo una de las ofertas hubiese podido incrementar el precio en menos del 1 %, hay que decir que los incrementos en cualquiera de los casos son del orden de millones de pesos, por lo que el comportamiento en la competencia de oferentes para este tipo de subastas está teniendo el efecto esperado por el subastador, logrando neutralizar el incremento en los precios ofertados por los vendedores.

Por su parte, si los incrementos máximos se hubiesen dado por todos los ganadores de manera simultánea, es decir aplicando el algoritmo 3.5.1, pero sin la línea 15 donde se restablecen los valores originales de los precios de los paquetes, solo hubiesen salido seleccionados nuevamente 4 paquetes (resaltados en negrilla), cuyas ofertas corresponden a 134_3, 455_2, 160_1 y 331_6 y el valor de la función objetivo correspondiente al excedente económico total, se hubiese reducido a \$1,972,522,433.16183.

GEN	PAQ	Precio Orig (\$/año)	Precio Máx (\$/año)	Incremento (\$/año)	Incremento (%)
445	3	50,500,753.08	68,731,297.51	18,230,544.43	36.10
319	1	478,075,849.00	625,085,560.45	147,009,711.44	30.75
160	2	121,730,099.55	149,558,808.09	27,828,708.53	22.86
160	1	117,085,925.95	143,258,867.41	26,172,941.45	22.35
18	3	204,932,823.00	245,032,626.08	40,099,803.08	19.57
319	2	249,047,032.00	291,438,550.61	42,391,518.61	17.02
331	3	178,133,177.00	207,815,510.45	29,682,333.44	16.66
331	6	53,447,999.00	61,803,117.93	8,355,118.92	15.63
59	27	597,503,346.00	686,239,921.29	88,736,575.29	14.85
59	31	489,680,736.00	545,145,062.37	55,464,326.37	11.33
350	1	64,307,962.00	70,134,579.74	5,826,617.74	9.06
59	45	421,005,400.00	446,013,814.19	25,008,414.19	5.94
331	1	226,975,665.00	237,496,723.59	10,521,058.58	4.64
134	3	314,423,955.17	327,937,628.05	13,513,672.87	4.30
378	4	201,444,454.56	208,005,902.82	6,561,448.26	3.26
378	3	233,254,957.78	239,822,101.30	6,567,143.52	2.82
148	1	116,936,169.19	119,755,524.14	2,819,354.95	2.41
455	2	338,331,511.00	340,204,469.20	1,872,958.20	0.55

Cuadro 3.4: Sensibilidad Precios - Ofertas ganadoras 2015.

Validación Subasta de Largo Plazo - SLP-1/2016

En el presente capítulo se estudia en detalle la implementación del modelo y los resultados obtenidos a partir del mismo en la subasta de largo plazo que se llevó a cabo en el año 2016.

4.1. Datos de entrada y preprocesamiento

En esta sección se describen en términos generales los datos de entrada de las ofertas de compra y venta, así como el preprocesamiento que se llevó a cabo en cada uno de acuerdo a los requerimientos del modelo.

4.1.1. Ofertas de Compra

Cómo se menciono con anterioridad, de acuerdo a las disposiciones del Manual de Subastas de Largo Plazo, las suministradoras de servicios básicos, así como otras entidades responsables de carga podrán participar en la subasta como compradores potenciales. En esta subasta la única entidad responsable de carga que participó como comprador potencial corresponde a la suministradora de servicios básicos CFE.

La figura 4.1 resume la oferta de compra para energía, en la que se tuvieron en cuenta 30 rangos de precios diferentes teniendo como base el precio máximo correspondiente a \$766.2/MWh, dichos rangos varían de acuerdo a un factor que va de 0 a 1, asignando 1 para el precio máximo y va disminuyendo en una o dos centésimas para los primeros 25 escalones de demanda, donde cada escalón corresponde a una demanda de 340,157.16 MWh; en cuanto a los últimos 5 dicho factor va de 0.3 a 0.7 y cada escalón corresponde a una demanda de 425,196.45 MWh, para una demanda total de 10,629,911.25 MWh al año.

Por su parte, de manera similar, en la figura 4.2 se muestran 30 rangos de precios para Certificados de Energías Limpias, contruidos tomando como precio máximo \$383.11/CEL, los primeros 25 escalones de la misma manera que para energía, donde cada escalón corresponde a una demanda de 340,157.16 CEL, y los ultimos 5 escalones utilizando un factor de 0.35 a 0.75 y cada escalón corresponde a una demanda de 425,196.45 CEL al igual que en energía, para una demanda total de 10,629,911.25 CEL al año.

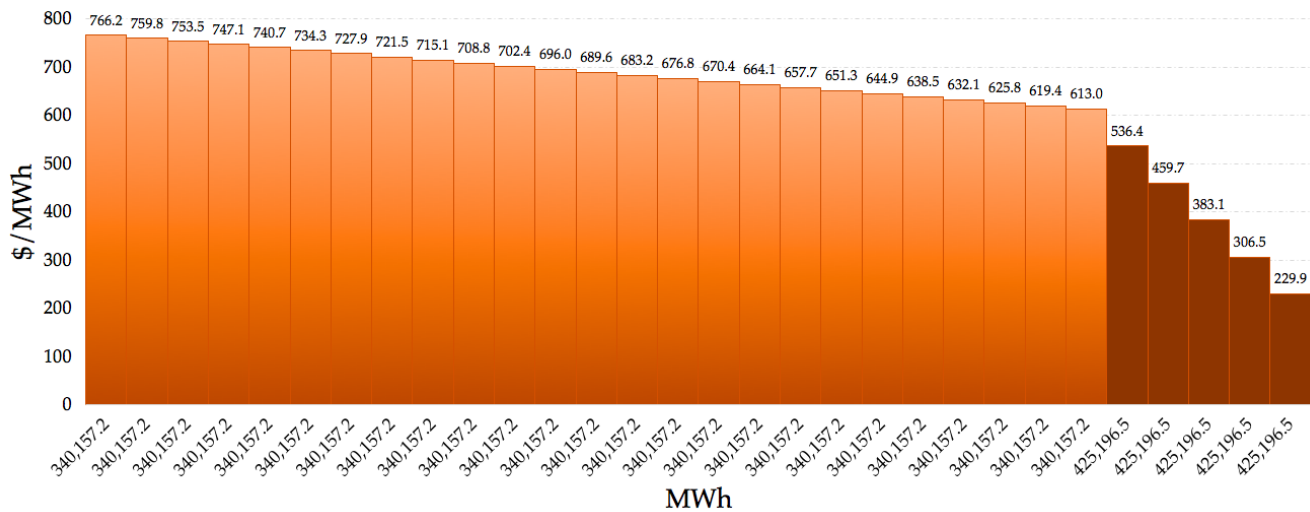


Figura 4.1: Demanda escalonada - Energía 2016.

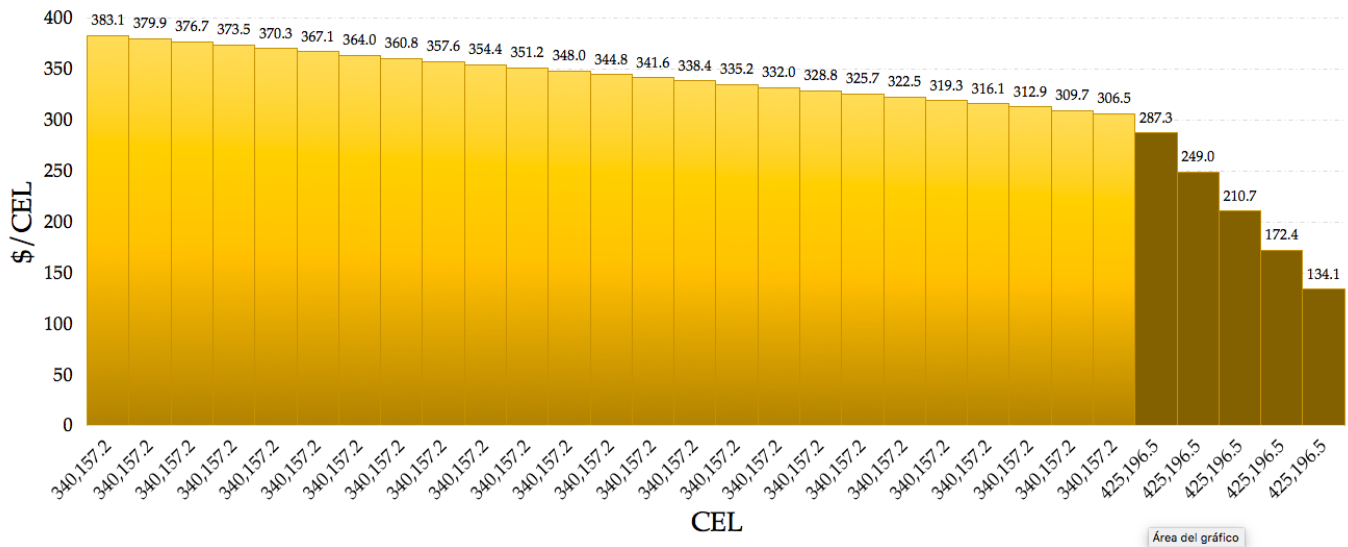


Figura 4.2: Demanda escalonada - CEL 2016.

En cuanto a la demanda de potencia, la figura 4.3 muestra 30 rangos de precios para el Sistema Interconectado Nacional (única zona de potencia en este año), contruidos tomando como base el precio máximo que en este caso corresponde a \$1,723,992.39/MW, los primeros 25 escalones de acuerdo a un factor que va de 0.8 a 1, asignando 1 para el precio máximo y va disminuyendo en una centésima, cada escalón corresponde a una demanda de 47.46 MW; para los últimos 5 escalones utilizando un factor que va de 0.1 a 0.3 y cada escalón corresponde a una demanda de 59.32 MW, para una demanda total de 1483 MW al año.

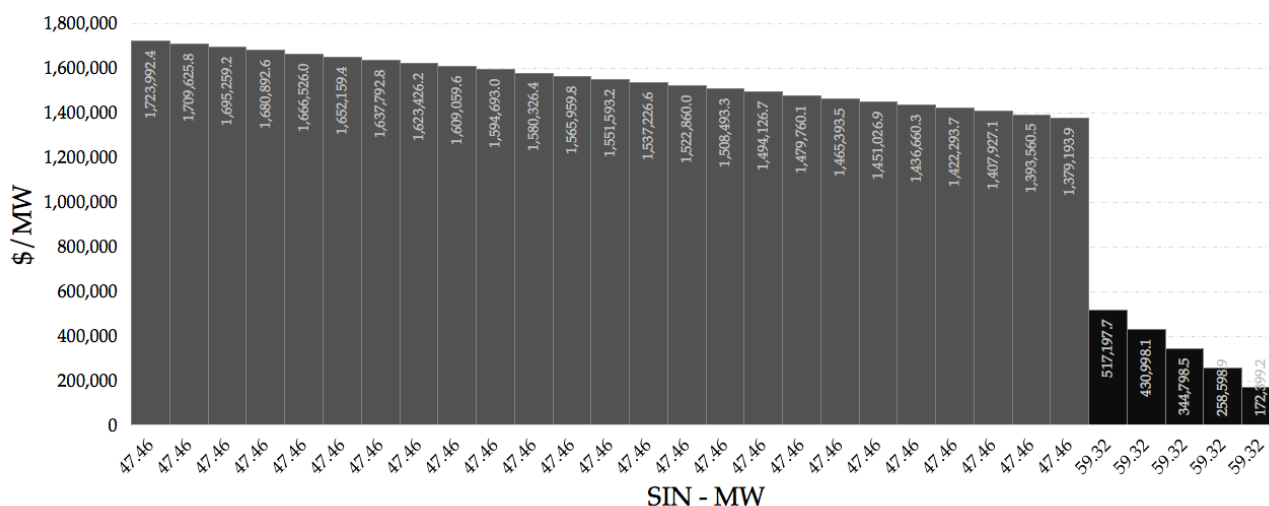


Figura 4.3: Demanda escalonada - Potencia 2016.

4.1.2. Ofertas de venta

Las ofertas de venta participantes en la subasta fueron 400, de las cuales solo fueron aptas 321, como se resume en el cuadro 4.1.

Cantidad ofertas de venta	Concepto
321	Aptas para participar
6	Desistieron de la participación
73	Desechadas por no cumplir requisitos de las bases de licitación

Cuadro 4.1: Ofertas de venta participantes 2016.

Teniendo en cuenta las 321 ofertas aptas, cada oferta en promedio ofrece 202,620.3 MWh, 201,309.4 CEL y 21 MW para Energía, Certificados de Energías Limpias y Potencia respectivamente; el promedio ofrecido para potencia es pequeño porque la oferta de potencia se concentra el 32 % de los oferentes.

En cuanto a los precios ofertados para los paquetes, como se ha mencionado con anterioridad, estos se deben ajustar antes de ser incorporados en el modelo, con el objetivo de poder comparar las ofertas en términos del beneficio que representa su localización y la indexación ya sea en dólares o en pesos, dicho ajuste se realiza conforme a la fórmula 4.18. La figura 4.4 muestra cómo quedan los precios luego de realizar el ajuste en las 321 ofertas.

Se puede observar que a diferencia de lo sucedido en el año 2015, el precio ajustado no representa un factor sensible en la selección de ofertas y no se perciben grandes diferencias entre este y el precio original, lo anterior debido a que aunque los valores de ΔPML_{zpr} oscilan entre -10.08 y 0.65 dólares americanos por MWh, con una tasa de cambio corresponde a 19.152 pesos por dólar; las zonas con dichos valores más negativos corresponden Los Cabos (-10.08), La Paz (-3.25) y Constitución (2.92), para los cuales no hubo ofertas asociadas; de hecho solo el 6.5 %

de las ofertas de vieron beneficiadas por el ajuste del ΔPML_{zpr} , sin embargo, en ninguno de los casos este ajuste alcanza a representar una diferencia negativa entre el precio ajustado y el precio original.

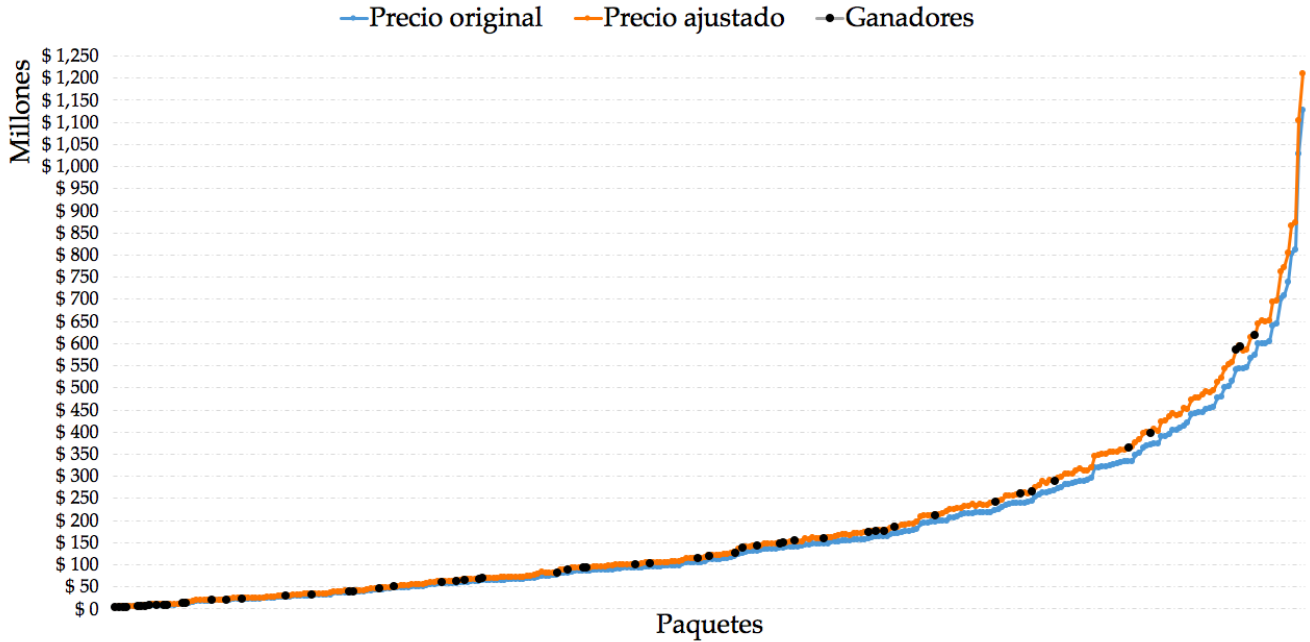


Figura 4.4: Precio original vs Precio ajustado 2016.

El preprocesamiento realizado como parte de la validación, coincide con los cálculos obtenidos por el CENACE.

4.2. Implementación del modelo

El modelo matemático implementado en este año, corresponde con el descrito a continuación:

Función objetivo:

Busca maximizar el excedente económico total.

$$\begin{aligned}
 \text{máx} \quad & \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \text{Precio}P_{bp} + \sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \text{Precio}E_{be} \\
 & + \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \text{Precio}C_{bc} - \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Precio}Paquete_p \quad (4.1)
 \end{aligned}$$

Sujeto a:

Conjunto de restricciones que garantizan que no se venda más de lo que los compradores están dispuestos a comprar.

$$VentaP_{bp} \leq DemP_{bp}^{max} \quad \forall bp \in BP_{zp}, zp \in ZP \quad (4.2)$$

$$VentaE_{be} \leq DemE_{be}^{max} \quad \forall be \in BE \quad (4.3)$$

$$VentaC_{bc} \leq DemC_{bc}^{max} \quad \forall bc \in BC \quad (4.4)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados tengan los productos suficientes para proporcionar la cantidad asignada en las ofertas de compra.

$$\sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \leq \sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p \quad \forall zp \in ZP \quad (4.5)$$

$$\sum_{be \in BE} VentaE_{be} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteE_p \quad (4.6)$$

$$\sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p \quad (4.7)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados con fechas de operación irregulares, no superen los porcentajes definidos en las ofertas de compra.

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntP \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (4.8)$$

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespP \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (4.9)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntC \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \quad (4.10)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespC \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \quad (4.11)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que se encuentren condicionados entre sí.

$$U_p \leq U_{pi} \quad \forall \quad oci \in OC \mid oci = (p, pi) \quad (4.12)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que tengan relaciones mutuamente excluyentes entre sí.

$$\sum_{p \in omei} U_p \leq 1 \quad \forall \quad omei \in OME \quad (4.13)$$

Restricción que garantiza que las centrales de los paquetes no superen el límite de capacidad para las zonas de interconexión.

$$\sum_{c \in C(z_i)} U_c \text{CapacidadDePlaca}_c \text{SinPrelación}_c \leq \text{LimInterconexiónZI}_{z_i} \quad \forall \quad z_i \in \text{ZI} \quad (4.14)$$

Restricción que garantiza que si no se utiliza la central de generación, todos los paquetes que involucren dicha central no pueden ser seleccionados.

$$U_p \leq U_c \quad \forall \quad c \in C_p, p \in \text{PAQ} \quad (4.15)$$

Restricción que garantiza que los paquetes seleccionados no deben superar el límite de energía eléctrica acumulable para las zonas de exportación.

$$\sum_{p \in \text{PAQ}(z_e)} \sum_{c \in C_p} U_p PE_c \%EEA_{(p,c)} \text{SinPrelación}_c \leq \text{LimEnergíaEléctricaZE}_{z_e} \quad \forall \quad z_e \in \text{ZE} \quad (4.16)$$

Donde:

PE_c Producción esperada de energía eléctrica de la central c , que está dada por:

$$EEA_c = 8760 \times \text{CapacidadDePlaca}_c \times \text{FactorPlanta}_c.$$

$\%EEA_{(p,c)}$ Porcentaje de la producción esperada de energía eléctrica de la central c destinada a honrar la cantidad de Energía Eléctrica Acumulable incluida en el paquete p .

Al realizar la validación del mismo se encontraron los siguientes hallazgos en términos de la modelación:

- Como se mencionó en los hallazgos del año 2015, la formulación matemática de las restricciones (4.5), (4.6) y (4.7) no garantizan que lo que se vende sea igual a lo que se compra, por las razones allí descritas; sin embargo, tal y como se construyó la instancia en este año, se cumple que lo que se vende es igual a lo que se compra. Para garantizar que dicha condición siempre se cumpla, basta con volver igualdades las restricciones (4.5), (4.6) y (4.7).
- Como complemento a la restricción (4.15), tal como se mencionó en los hallazgos de la subasta del año 2015, se debió incluir en el modelo una restricción que garantice que si no se selecciona ningún paquete que esté respaldado por una central, no se utiliza la central asociada; dicho conjunto de restricciones corresponde a la siguiente desigualdad:

$$U_c \leq \sum_{p \in \text{PAQ}_c} U_p \quad \forall \quad c \in C_p \quad (4.17)$$

- Se modificó la fórmula correspondiente al preprocesamiento que ajusta el precio de los paquetes incluyendo un factor de desempate que depende de la hora en la que se enviaron las ofertas de venta, dicha modificación se muestra en la fórmula (4.18) .

$$\begin{aligned} \text{PrecioPaquete}_p = & (\text{PrecioOriginalPaquete}_p + \frac{\text{HoraDeRecepción} - \text{HoraDeInicio}}{1000} \\ & + \Delta PML_{zpr} \text{PaqueteE}_p) \times (\text{FactorPrefPesos} \times \text{FactorDevEsp})^{\text{IndexUSD}_p} \quad (4.18) \end{aligned}$$

Donde:

ΔPML_{zpr}	Valor esperado de la diferencia entre el promedio de los precios marginales locales del SEN y el promedio del precio marginal Local de la zpr donde se ubica el paquete p , en \$/MWh.
HoraDeRecepción_p	Hora real de presentación de la oferta económica de la oferta de venta del paquete p .
HoraDeInicio	Hora a partir de la cual se permite la presentación de las ofertas económicas de las ofertas de venta.
$\text{PrecioOriginalPaquete}_p$	Precio del paquete (oferta de venta) p en \$/año.
FactorDevEsp	Razón entre el costo esperado de una oferta indexada en dólares y una oferta indexada en pesos.
FactorPrefPesos	Factor que refleja la preferencia del comprador para realizar sus pagos en la misma moneda en que reciba sus ingresos.
IndexUSD_p	Parámetro binario, 1 si el paquete p está indexado a dólares, 0 si el paquete p está indexado a pesos

- Las restricciones (4.8), (4.9), (4.10) y (4.11) que tienen que ver con fechas de operación irregulares antes y después de la fecha de operación estándar, no se están utilizando en el modelo ya que ningún comprador ni vendedor estuvo dispuesto a ofertar productos con fechas de operación irregulares.
- En el momento de la implementación del modelo, de acuerdo a los datos disponibles en la página del CENACE, se encuentra que el parámetro $\text{LimEnergíaEléctricaZE}_{ze}$ de la restricción (4.16), corresponden en realidad a dos conjuntos de restricciones, uno de manera agregada por zona denominado LIMEEAE disponible en la tabla ZONAOF y otro desagregado por regiones, denominado LIMENE y disponible en la tabla REGIONOF.

La implementación del modelo se realizó utilizando como lenguajes de programación y modelación, C++ y LP respectivamente; y como solucionador el software GUROBI 7.5.2 [19], se ejecutó en una computadora MacBook Air con procesador 1.8 GHz Intel Core i5 y memoria de 8 GB; el tiempo de ejecución fue de 0.1 segundos.

4.3. Resultados obtenidos

GEN	PAQ	Tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	PPAQ (\$/año)
30	22	Solar	29	-	-	19,439,280.00
30	23	Solar	-	478,261	-	222,030,010.68
30	24	Solar	-	-	478,260	111,014,782.50
32	7	Solar	-	114,116	-	37,528,085.59
32	8	Solar	-	-	117,064	31,004,705.60
40	8	Eólica	-	399,130	399,129	244,612,322.00
45	3	Eólica	-	818,265	818,264	572,609,625.29
51	6	Solar	-	-	393,611	131,859,792.00
51	8	Solar	-	393,611	-	139,535,213.00
66	1	Geotérmica	25	198,764	198,764	162,891,111.00
66	2	Ciclo Combinado	374.98	-	-	371,054,402.00
96	1	Solar	-	-	213,655	64,141,366.27
96	2	Solar	-	213,655	-	58,411,695.51
96	7	Solar	-	-	75,853	22,771,828.67
96	8	Solar	-	75,854	-	27,202,652.98
103	1	Hidroeléctrica	-	-	75,546	9,065,548.80
103	5	Hidroeléctrica	-	-	33,051	4,957,722.00
103	6	Hidroeléctrica	-	-	33,051	4,627,207.20
103	7	Hidroeléctrica	-	-	33,051	4,957,722.00
103	9	Hidroeléctrica	-	-	75,546	12,087,398.40
103	12	Hidroeléctrica	-	-	64,386	8,370,180.00
123	1	Eólica	-	-	1,613,416	540,494,360.00
123	5	Eólica	-	1,613,417	-	542,107,776.00
124	1	Solar	-	-	353,466	118,411,110.00
124	2	Solar	-	353,466	-	125,939,936.00
126	3	Solar	12	146,958	146,957	96,144,516.27
128	4	Solar	16	193,771	193,771	104,393,412.41
128	7	Solar	14	169,366	169,365	93,321,092.71
151	10	Eólica	-	820,636	-	334,111,197.00
151	11	Eólica	-	-	774,938	267,149,026.37
151	12	Eólica	76.74	-	-	13,230,460.00
164	4	Eólica	14	-	-	8,886,528.00
164	5	Eólica	16	-	-	8,886,528.00
175	1	Ciclo Combinado	119.98	-	-	57,446,424.00
175	2	Ciclo Combinado	34.99	-	-	18,763,597.00
175	3	Ciclo Combinado	99.99	-	-	38,300,170.00
175	4	Ciclo Combinado	99.99	-	-	43,087,691.00
175	5	Ciclo Combinado	119.98	-	-	63,191,066.00
189	1	Solar	-	342,630	338,851	196,006,834.77
193	5	Solar	-	278,358	-	85,676,345.35
193	6	Solar	-	-	285,606	75,643,493.71
193	7	Solar	10	-	-	5,745,600.00
203	4	Eólica	21.62	223,011	223,010	159,888,545.03
206	1	Solar	-	779,162	-	239,202,427.00
206	2	Solar	-	-	779,161	163,623,810.00
217	5	Solar	18.30	-	-	3,827,259.07
217	6	Solar	-	252,445	-	59,565,033.53
217	7	Solar	-	-	252,444	82,191,727.30
233	2	Solar	38.59	-	-	6,653,159.00
233	3	Solar	-	373,577	-	137,871,951.00
233	4	Solar	-	-	420,335	147,722,196.00
233	6	Solar	-	348,467	-	85,825,543.00
233	7	Solar	-	-	392,082	137,792,984.00
233	8	Solar	36	-	-	6,206,627.00
245	1	Solar	-	249,982	249,982	170,219,281.05
255	1	Solar	10	72,919	72,919	47,107,034.92
Total			1,187.16	8,909,819.3	9,275,534	6,544,807,393.98

Cuadro 4.2: Ofertas de venta ganadoras 2016.

El valor de la función objetivo encontrado correspondiente al excedente económico total máximo es de \$ **3,950,226,304.2911**, valor resultante de seleccionar 56 paquetes y asignar 1,187.16 MW de Potencia, 8,909,819.3 MWh de Energía y 9,275,534 CEL. En el cuadro 4.2 se muestran los paquetes seleccionados, con los respectivos productos ofertados para cada uno de ellos.

Con estos resultados se logra satisfacer la demanda de energía en un 83.82 %, la de CEL en un 87.26 % y en 80.05 % para potencia, las figuras 4.5, 4.6 y 4.7 muestran la distribución de la demanda asignada por escalón para los productos de Energía, CEL y Potencia respectivamente, en color blanco se muestra la parte de la demanda que no se asignó.

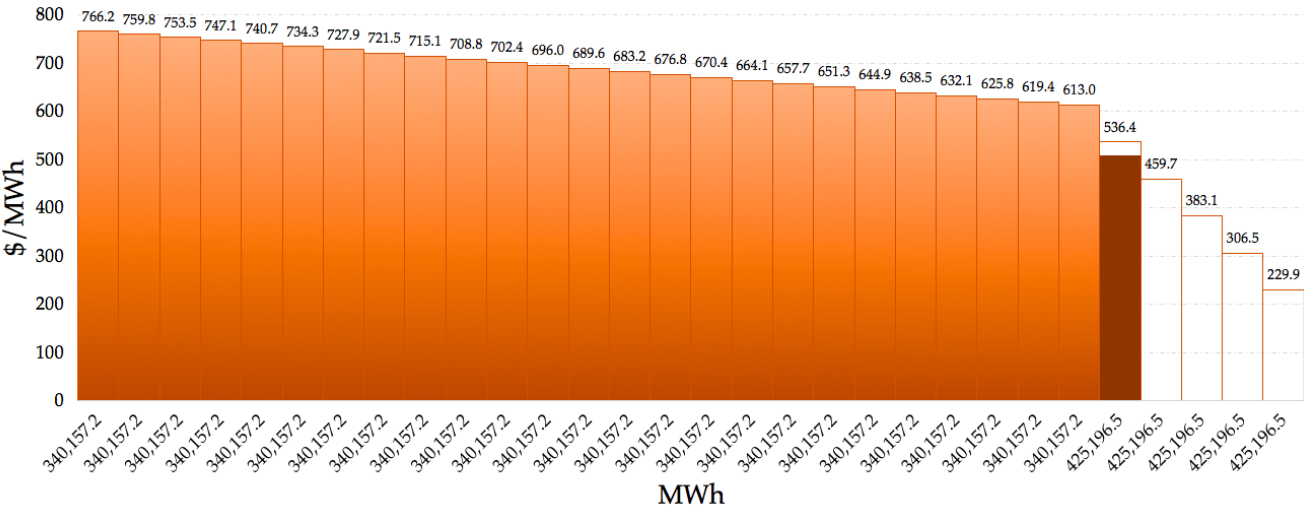


Figura 4.5: Cobertura de demanda Energía año 2016.

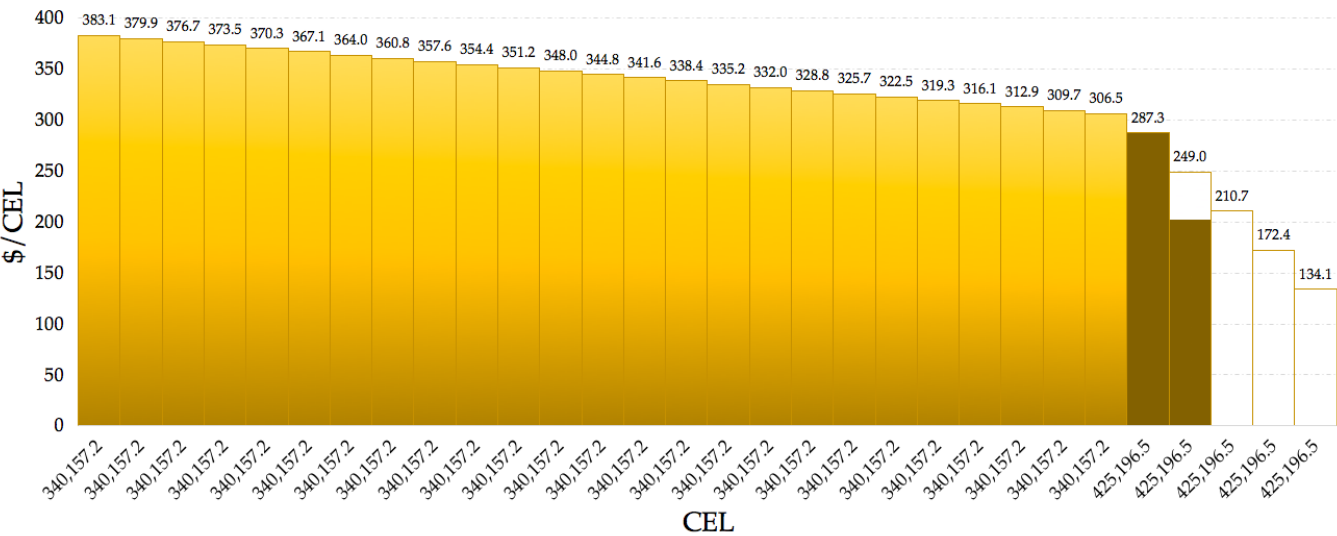


Figura 4.6: Cobertura de demanda CEL año 2016.

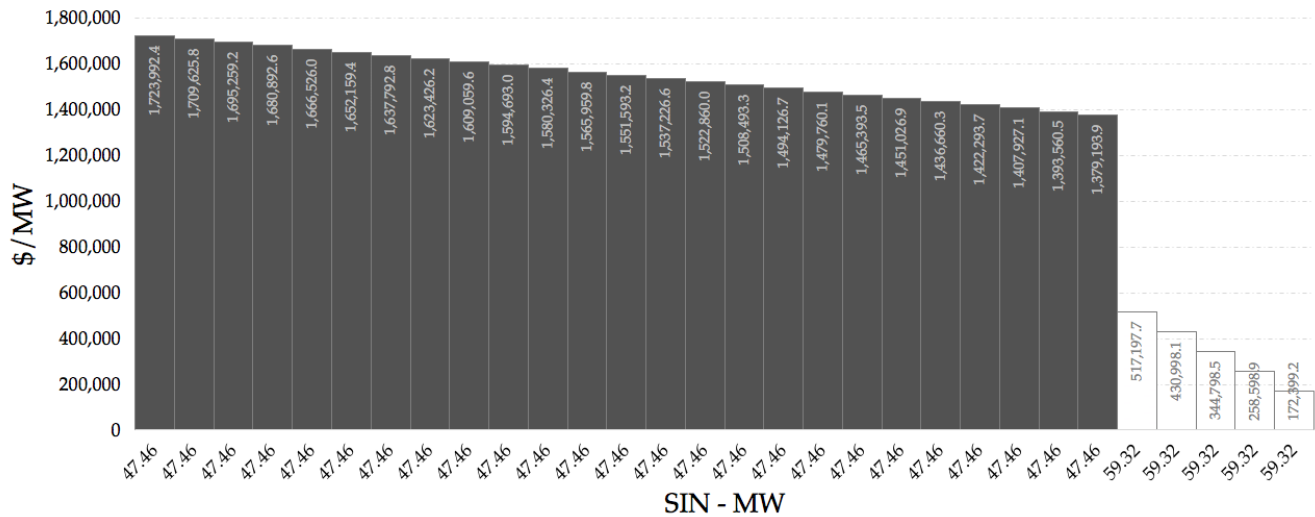


Figura 4.7: Cobertura de demanda Potencia año 2016.

En las figuras 4.8 y 4.9 se muestran los paquetes ganadores de la subasta de 2016 con los productos correspondientes y sus precios ofertados, estas dos figuras son complementarias, ya que aquellos paquetes ganadores que no tienen ofertas de Energía y CEL en la figura 4.8, se muestran en la figura 4.9; en este año, a diferencia de lo sucedido en el 2015, los precios ajustados no tienen una relación directa con las cantidades de energía ofertadas, esto debido a que en el precio ajustado, la cantidad de energía va multiplicada por los ΔPML_{zpr} , cuyo comportamiento no tuvo mayor impacto en las ofertas ganadoras, como se explicó en el numeral 4.1.2.

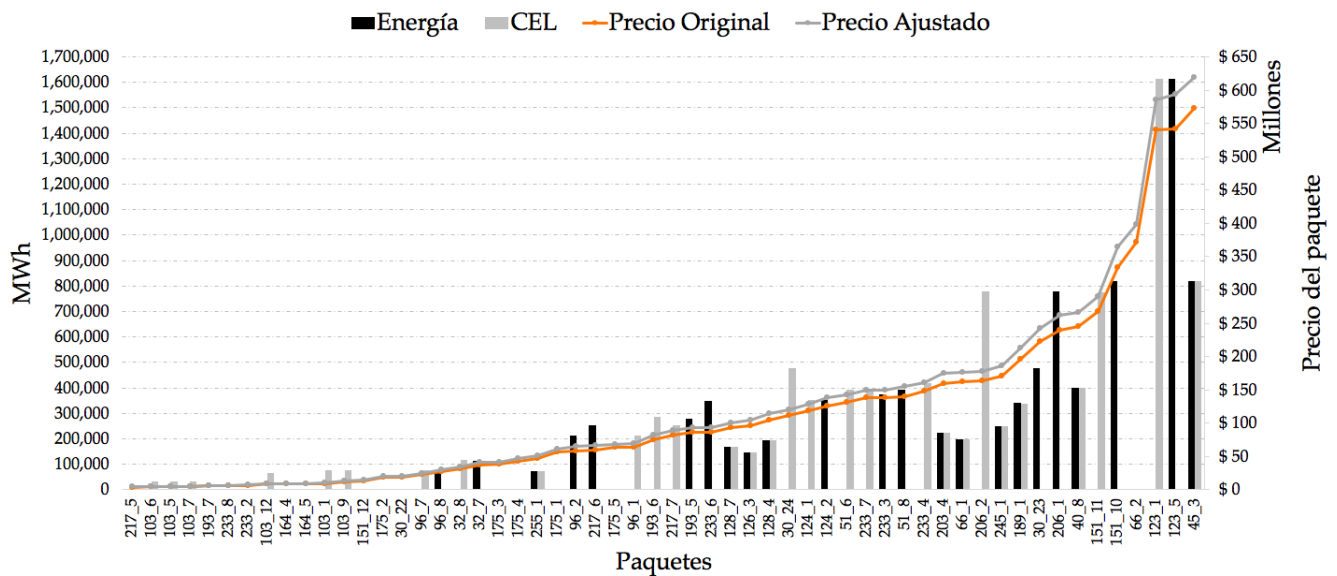


Figura 4.8: Ofertas de Energía y CEL - paquetes ganadores 2016

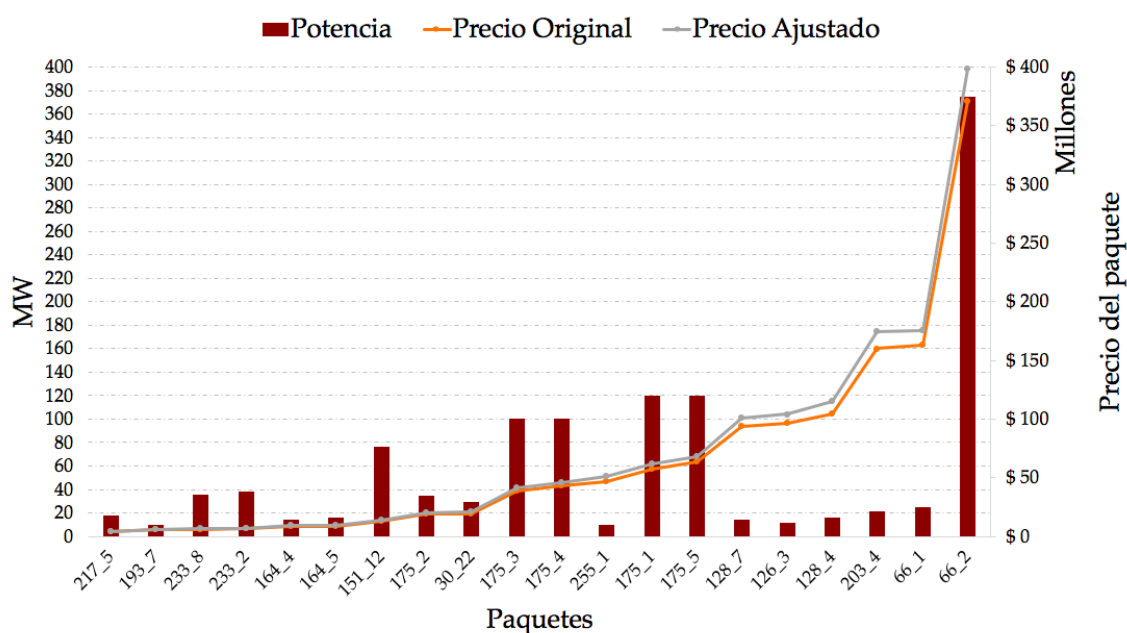


Figura 4.9: Ofertas de potencia - paquetes ganadores 2016.

En cuanto al excedente económico total, este resulta de la diferencia entre la sumatoria de las cantidades vendidas de cada producto multiplicada por los respectivos precios máximos de compra ofertada (\$ 11,063,871,042), y la sumatoria de los precios ajustados de los paquetes seleccionados como ganadores (\$ 7,113,644,738).

4.4. Análisis de restricciones

A partir de la implementación del modelo, se identificó el porcentaje real de utilización de las restricciones incluidas en el mismo, validando así el funcionamiento de las restricciones, reconociendo aquellas que se cumplen con igualdad y aquellas que son inactivas, en el cuadro 4.3 se resume lo descrito.

El conjunto de restricciones (4.2) se da para cada zona de potencia, que en esta subasta corresponde únicamente al SIN, por lo que la cantidad de restricciones es igual a las de las restricciones (4.3) y (4.4), para estos tres conjuntos de restricciones, no se cumplen con igualdad en su totalidad, lo que resulta coherente con el objetivo del modelo, ya que se busca maximizar el excedente económico total, lo que no implica satisfacer la demanda al 100 %.

Las restricciones (4.5), (4.6) y (4.7) muestran que efectivamente la instancia garantiza que el 100 % de lo que se compra es igual a lo que se vende, sin embargo el modelo matemático no garantiza esta condición, como se mencionó en los hallazgos.

En cuanto a la restricción (4.12), se muestra que efectivamente se respetan las condiciones de paquetes condicionados, sin embargo cabe resaltar que de los 56 paquetes seleccionados como ganadores en la subasta, 32 de ellos cuentan con relaciones de paquetes condicionados.

En cuanto a los paquetes que tenían relaciones mutuamente excluyentes, de acuerdo a la

Conjunto de Restricciones	Total	Cant con igualdad	% de uso
(4.2)	30	25	83.3
(4.3)	30	26	86.7
(4.4)	30	25	83.3
(4.5)	1	1	100
(4.6)	1	1	100
(4.7)	1	1	100
(4.12)	204	203	99.5
(4.13)	267	19	7.1
(4.14)	97	11	11.3
(4.15)	403	129	32
(4.16)	8	0	0

Cuadro 4.3: Uso de restricciones 2016.

restricción (4.13), se respetan estas relaciones entre paquetes y de los 56 paquetes seleccionados como ganadores, 19 de ellos cuentan con relaciones de paquetes mutuamente excluyentes.

Por su parte el conjunto de restricciones (4.14), que tienen que ver con los límites de interconexión, aunque se cumplen 11 con igualdad, en realidad 10 de ellas aparecen el valor de U_c en 1 por la falta de la restricción (4.17), sin embargo en realidad no se selecciona ningún paquete asociado a dichas 10 restricciones.

Por último, en el conjunto de restricciones (4.16) aunque no se cumplen con igualdad para ninguno de los casos, estas si están restringiendo los valores de las variables U_p , lo anterior se debe a que las combinaciones de selección de los lados izquierdos no llegan exactamente a los valores del lado derecho, sin embargo en algunos casos si se encuentran valores cercanos, por lo que si se seleccionara un paquete adicional, se sobrepasaría el límite del lado derecho.

4.5. Análisis de sensibilidad en los precios

A partir de la validación de los resultados obtenidos se realizó un análisis de sensibilidad sobre los precios ofertados para los paquetes que salieron ganadores en la subasta, dicho análisis pretende identificar hasta dónde hubiesen podido subir el precio del paquete de tal manera que siguieran saliendo seleccionados por el modelo como ofertas ganadoras, teniendo en cuenta que las demás ofertas se mantienen constantes.

El análisis de sensibilidad se hizo a través de búsqueda binaria sobre el precio del paquete original y recalculando los precios ajustados correspondientes, realizando múltiples corridas del modelo y validando la selección de los paquetes; este proceso se realizó siguiendo el algoritmo 4.5.1.

Algoritmo 4.5.1: Sensibilidad precios ofertados 2016

Data: $PrecioOriginalPaquete_p$, $HoraDeRecepción$, $HoraDeInicio$, ΔPML_{zpr} , $PaqueteE_p$, $IndexUSD_p$, $FactorDevEsp$, $IndexUSD_p$, $ListaPaquetesGanadores$, ϵ .

Result: $AjustePrecio_p$.

```

1 while ListaPaquetesGanadores  $\neq \emptyset$  do
2   Piso = PrecioOriginalPaquetep;
3   Techo = 3Piso;
4   while Techo - Piso  $\geq \epsilon$  do
5     AjustePreciop =  $\frac{(Techo - Piso)}{2} + Piso$ ;
6     PrecioPaquetep =  $(AjustePrecio_p + \frac{HoraDeRecepción - HoraDeInicio}{1000} +$ 
7        $\Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSD_p}$ ;
8     Up = ModeloProgramaciónEnteraMixta(PrecioPaquetep);
9     if Up = 1 then
10       Piso = AjustePreciop;
11       if iteración inicial del paquete p then
12         Techo = 3AjustePreciop;
13     else
14       Techo = AjustePreciop;
15   Guardar AjustePreciop;
16   PrecioPaquetep =  $(PrecioOriginalPaquete_p + \frac{HoraDeRecepción - HoraDeInicio}{1000} +$ 
17      $\Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSD_p}$ ;
18   Eliminar paquete p de ListaPaquetesGanadores;
```

Para ejemplificar este proceso para un paquete, considere el paquete 2 del generador 233, cuya información es $PrecioOriginalPaquete_p = 6,653,159$ \$/año, $\Delta PML_{zpr} = 4.343$ USD, $PaqueteE_p = 0$ MWh al año, $FactorDevEsp = 1.06306036611834$ y $IndexUSD_p = 1$, recordando que se usó una tasa de cambio de 19.152 \$/USD y un factor de referencia es $FactorPrefPesos = 1.01$ entonces:

Iteración 0

$Piso = 6,653,159$
 $Techo = 3 \times 6,653,159$
 $AjustePrecio_{233_2} = 2 \times 6,653,159$
 $PrecioPaquete_{233_2} = 14,423,458.59$
 Resultado del modelo $U_{233_2} = 1$
 $Piso = 13,306,318$

Iteración 1

$Piso = 13,306,318$
 $Techo = 3 \times 13,306,318$
 $AjustePrecio_{233_2} = 26,612,636$
 $PrecioPaquete_{233_2} = 28,846,917.17$
 Resultado del modelo $U_{233_2} = 1$
 $Piso = 26,612,636$

Iteración 2

$$Piso = 26,612,636$$

$$Techo = 3 \times 26,612,636$$

$$AjustePrecio_{233_2} = 53,225,272$$

$$PrecioPaquete_{233_2} = 57,693,834.33$$

$$\text{Resultado del modelo } U_{233_2} = 0$$

$$Techo = 53,225,272$$

Iteración 3

$$Piso = 26,612,636$$

$$Techo = 53,225,272$$

$$AjustePrecio_{233_2} = 39,918,954$$

$$PrecioPaquete_{233_2} = 43,270,375.75$$

$$\text{Resultado del modelo } U_{233_2} = 0$$

$$Techo = 39,918,954$$

Así hasta que la diferencia entre el *Piso* y el *Techo* (ϵ) es despreciable, para este ejemplo el valor de $AjustePrecio_{233_2}$ es de 38,296,771.90 \$/año, que corresponde al precio original máximo que hubiese podido ofertar para seguir saliendo como ganador de la subasta.

En el cuadro 4.4 se encuentran los precios originales ofertados, el precio máximo que hubiesen podido ofertar y el incremento porcentual que representa este último respecto al precio original ofertado, esto para cada uno de los paquetes que resultaron seleccionados como ganadores en la subasta.

Se observa que 7 de las ofertas hubiesen podido incrementar su precio más del 100 % sobre el valor original ofertado, dichas ofertas tienen la característica de solo haber ofertado el producto Potencia, y este fenómeno se pudo presentar debido a que la subasta de 2016 corresponde a la primera donde realmente entró a jugar este producto y esta posiblemente es una de las razones de la reserva en el precio ofertado por parte de los generadores con oferta única de Potencia.

Además, se puede observar que más del 57 % de las ofertas hubiesen podido incrementar en más del 10 % su precio ofertado por paquete; exceptuando el paquete 66_1 se ve que los incrementos en cualquiera de los casos son del orden de millones de pesos, por lo que el comportamiento en la competencia de oferentes para este tipo de subastas está teniendo el efecto esperado por el subastador, logrando evitar el comportamiento estratégico por parte de los mismos evitando incrementos altos en los precios ofertados por paquete.

Por su parte, si los incrementos máximos se hubiesen dado por todos los ganadores de manera simultánea, es decir aplicando el algoritmo 4.5.1, pero sin la línea 15 donde se restablecen los valores originales de los precios de los paquetes, hubiesen salido seleccionados 46 paquetes de los cuales 25 (resaltados en negrilla) corresponden nuevamente a los seleccionados en la solución original, el valor de la función objetivo correspondiente al excedente económico total, hubiese sido de \$ 7,249,679,385.

GEN	PAQ	Precio Orig (\$/año)	Precio Máx (\$/año)	Incremento (\$/año)	Incremento (%)
233	2	6,653,159.00	38,296,771.90	31,643,612.90	475.62
233	8	6,206,627.00	27,647,350.28	21,440,723.28	345.45
217	5	3,827,259.07	16,442,491.74	12,615,232.67	329.62
151	12	13,230,460.00	49,554,075.07	36,323,615.07	274.55
175	3	38,300,170.00	109,289,551.70	70,989,381.70	185.35
175	4	43,087,691.00	109,289,551.70	66,201,860.70	153.64
175	1	57,446,424.00	125,020,493.79	67,574,069.79	117.63
175	5	63,191,066.00	125,020,493.79	61,829,427.79	97.85
103	1	9,065,548.80	17,355,382.49	8,289,833.69	91.44
175	2	18,763,597.00	35,648,396.84	16,884,799.84	89.99
103	12	8,370,180.00	14,791,566.15	6,421,386.15	76.72
103	6	4,627,207.20	7,592,893.68	2,965,686.48	64.09
103	5	4,957,722.00	7,592,893.68	2,635,171.68	53.15
103	7	4,957,722.00	7,592,893.68	2,635,171.68	53.15
164	5	8,886,528.00	13,494,798.65	4,608,270.65	51.86
103	9	12,087,398.40	17,355,382.49	5,267,984.09	43.58
96	2	58,411,695.51	79,081,826.53	20,670,131.02	35.39
32	8	31,004,705.60	41,734,290.74	10,729,585.14	34.61
193	7	5,745,600.00	7,671,712.71	1,926,112.71	33.52
96	1	64,141,366.27	84,615,758.39	20,474,392.12	31.92
233	3	137,871,951.00	180,128,890.89	42,256,939.89	30.65
32	7	37,528,085.59	48,360,247.51	10,832,161.92	28.86
233	4	147,722,196.00	189,578,977.46	41,856,781.46	28.33
233	6	85,825,543.00	107,266,266.28	21,440,723.28	24.98
164	4	8,886,528.00	10,925,728.11	2,039,200.11	22.95
217	6	59,565,033.53	72,571,654.47	13,006,620.94	21.84
217	7	82,191,727.30	95,075,180.09	12,883,452.79	15.67
233	7	137,792,984.00	159,030,671.13	21,237,687.13	15.41
66	2	371,054,402.00	421,815,279.12	50,760,877.12	13.68
151	11	267,149,026.37	303,128,669.52	35,979,643.15	13.47
206	2	163,623,810.00	184,153,035.48	20,529,225.48	12.55
151	10	334,111,197.00	370,434,812.07	36,323,615.07	10.87
30	22	19,439,280.00	21,301,680.28	1,862,400.28	9.58
206	1	239,202,427.00	259,927,915.60	20,725,488.60	8.66
128	7	93,321,092.71	99,792,002.58	6,470,909.87	6.93
126	3	96,144,516.27	102,052,664.72	5,908,148.45	6.15
96	7	22,771,828.67	24,007,799.16	1,235,970.49	5.43
96	8	27,202,652.98	28,450,439.57	1,247,786.59	4.59
128	4	104,393,412.41	108,994,646.03	4,601,233.62	4.41
255	1	47,107,034.92	49,089,024.25	1,981,989.33	4.21
193	6	75,643,493.71	77,551,366.81	1,907,873.10	2.52
40	8	244,612,322.00	250,683,895.66	6,071,573.66	2.48
193	5	85,676,345.35	87,602,458.06	1,926,112.71	2.25
124	1	118,411,110.00	120,651,150.42	2,240,040.42	1.89
124	2	125,939,936.00	128,201,391.61	2,261,455.61	1.80
203	4	159,888,545.03	162,745,179.30	2,856,634.27	1.79
30	24	111,014,782.50	112,859,546.50	1,844,764.00	1.66
245	1	170,219,281.05	172,511,794.35	2,292,513.30	1.35
51	6	131,859,792.00	133,114,370.83	1,254,578.83	0.95
51	8	139,535,213.00	140,801,785.83	1,266,572.83	0.91
30	23	222,030,010.68	223,892,410.96	1,862,400.28	0.84
189	1	196,006,834.77	197,250,445.48	1,243,610.71	0.63
45	3	572,609,625.29	574,811,968.82	2,202,343.53	0.38
123	1	540,494,360.00	542,501,748.20	2,007,388.20	0.37
66	1	162,891,111.00	163,483,424.53	592,313.53	0.36
123	5	542,107,776.00	544,033,887.97	1,926,111.97	0.36

Cuadro 4.4: Sensibilidad Precios - Ofertas ganadoras 2016.

Validación Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017

En el presente capítulo se estudia en detalle la implementación del modelo y los resultados obtenidos a partir del mismo en la subasta de largo plazo que se llevó a cabo en el año 2017.

5.1. Datos de entrada y preprocesamiento

En esta sección se describen en términos generales los datos de entrada de las ofertas de compra y venta, así como el preprocesamiento que se llevó a cabo en cada uno de acuerdo a los requerimientos del modelo.

5.1.1. Ofertas de Compra

Como se mencionó previamente, de acuerdo al numeral 3.1 del Manual de Subastas de Largo Plazo, las suministradoras de servicios básicos así como otras entidades responsables de carga podrán participar en la subasta como compradores potenciales; en esta subasta participaron como compradores potenciales, además de la suministradora de servicios básicos CFE, otras dos entidades, denominadas en los documentos oficiales como ERC 43 y ERC 45.

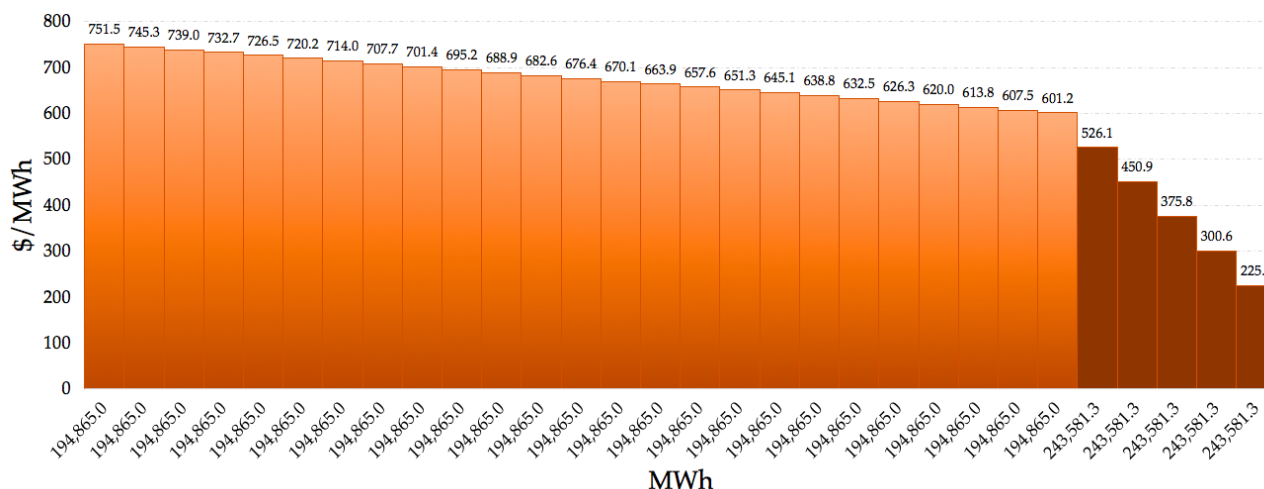


Figura 5.1: Demanda escalonada - Energía 2017.

La figura 5.1 resume la oferta total de compra para Energía, en la que se tuvieron en cuenta 30 rangos de precios diferentes teniendo como base el precio máximo correspondiente a \$751.53/MWh, dichos rangos varían de acuerdo a un factor que va de 0 a 1, asignando 1 para el precio máximo y disminuyendo en una o dos centésimas para los primeros 25 escalones, donde cada escalón corresponde a una demanda de 194,865.032 MWh; por su parte para los últimos 5 escalones dicho factor va de 0.3 a 0.7 y cada escalón corresponde a una demanda de 243,581.29 MWh, para una demanda total de 6,089,532.25 MWh al año.

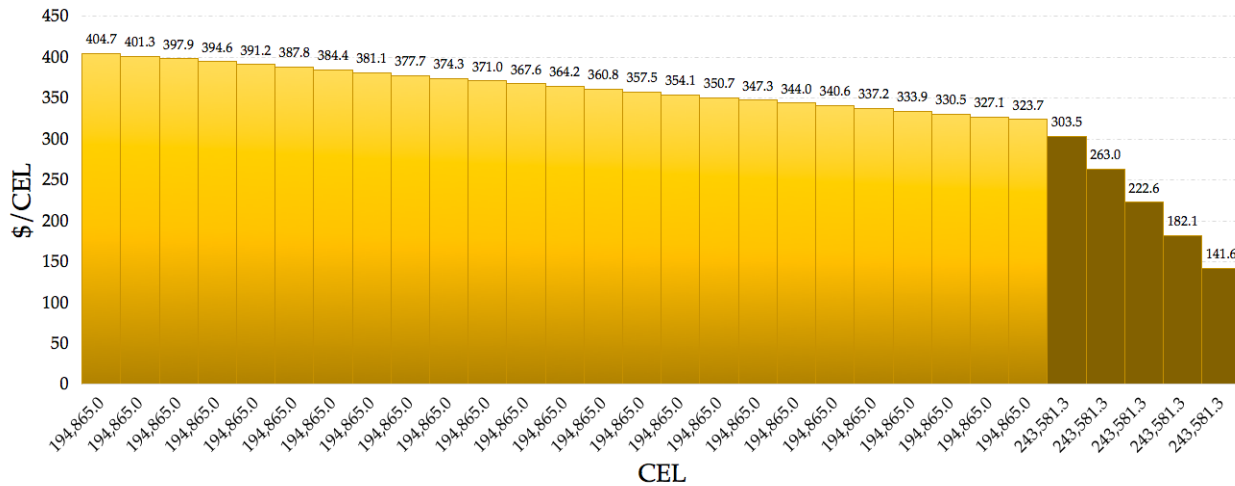


Figura 5.2: Demanda escalonada - CEL 2017.

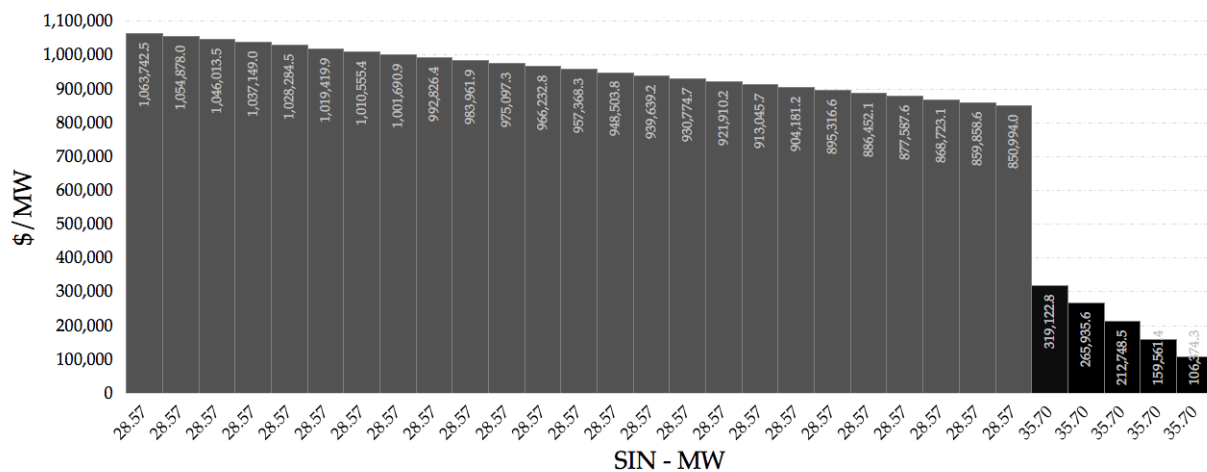


Figura 5.3: Demanda escalonada - Potencia SIN 2017.

De manera similar, en la figura 5.2 se muestran 30 rangos de precios para Certificados de Energías Limpías, los primeros 25 contruidos de la misma manera que para energía, donde cada escalón corresponde a una demanda de 194,865.032 CEL, los últimos 5 escalones se contruyeron

con factores que van de 0.35 a 0.75, donde cada escalón corresponde a una demanda de 243,581.29 CEL, para una demanda total de 6,089,532.25 CEL al año al igual que en energía; la construcción de escalones se dió tomando como precio máximo \$404.67/CEL.

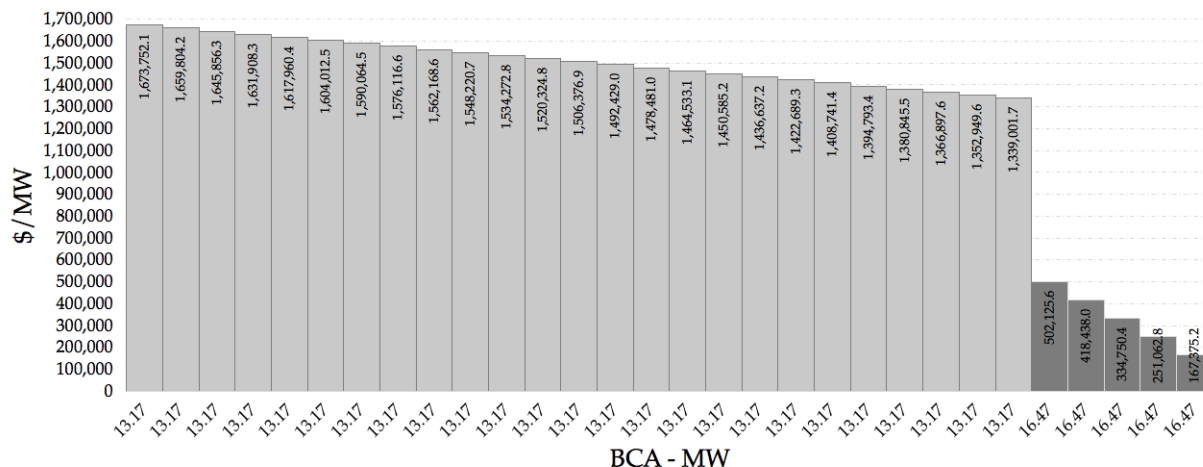


Figura 5.4: Demanda escalonada - Potencia BCA 2017.

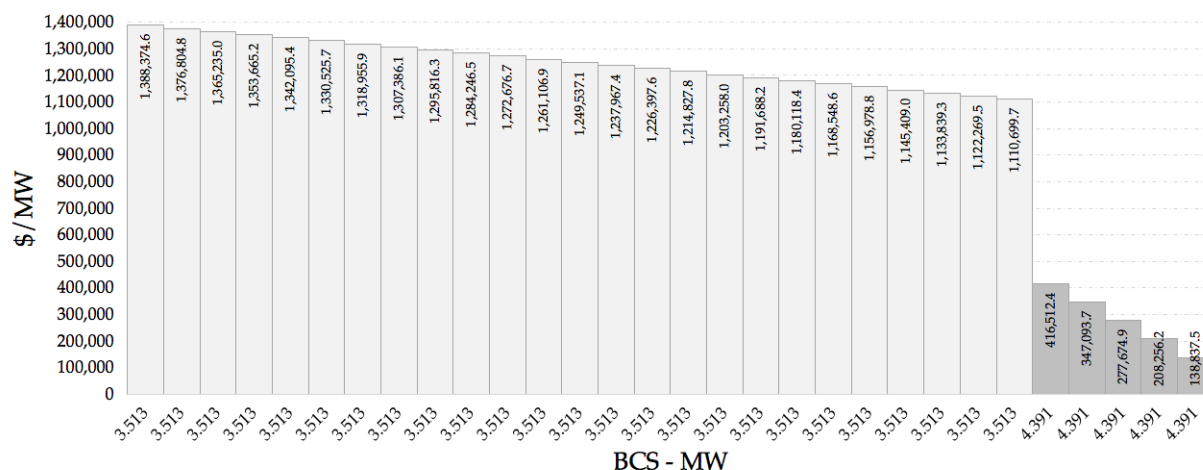


Figura 5.5: Demanda escalonada - Potencia BCS 2017.

En cuanto a la demanda de Potencia, esta se construyó de manera independiente para cada sistema interconectado como se muestra en las figuras 5.3, 5.4 y 5.5, creando 30 rangos de precios para cada uno, los cuales se dieron de acuerdo a un factor que va de 0.1 a 1, asignando 1 para el precio máximo de cada sistema y disminuyendo en una o dos centésimas para los primeros 25 escalones; la demanda para cada escalón corresponde a 28.57 MW, 13.17 MW y 3.51 MW para SIN, BCA y BCS respectivamente; los últimos 5 escalones se construyeron con factores que van de 0.1 a 0.3, donde cada escalón corresponde a una demanda de 35.7 MW, 16.47 MW y 4.39 MW para una demanda total de 892.64 MW, 411.68 MW y 109.78 MW al año para SIN, BCA y BCS

respectivamente.

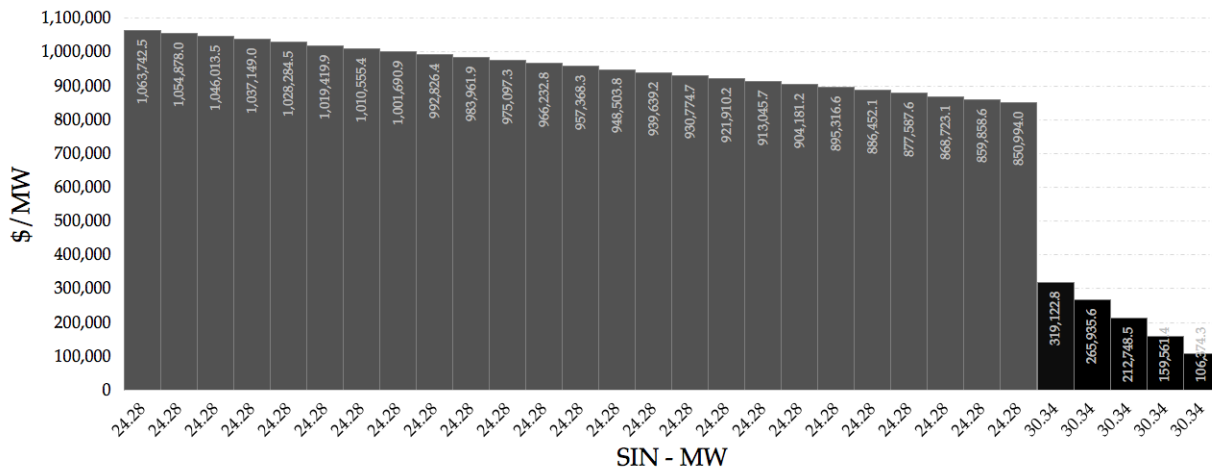


Figura 5.6: Demanda ajustada - Potencia SIN 2017.

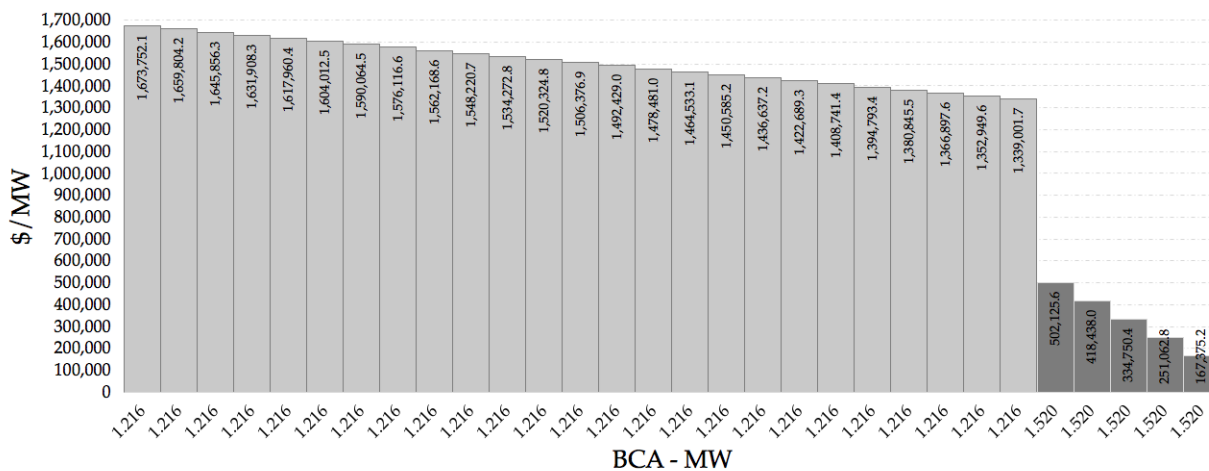


Figura 5.7: Demanda ajustada - Potencia BCA 2017.

Sin embargo, aunque la oferta de compra para potencia hecha por parte de los compradores potenciales corresponde con las figuras 5.3, 5.4 y 5.5, debido a que la CRE estableció límites para los productos a adjudicar, se aplicó el porcentaje de reducción de la fórmula 3.1 referenciada en el inciso d del numeral 5.7.4 del Manual de Subastas de Largo Plazo [20]. Dichos límites afectan únicamente la demanda de potencia y corresponden a 758.705 MW, 38 MW y 0 MW, para SIN, BCA y BCS respectivamente, por lo que los porcentajes de reducción para estos tres son de $758.705/892.64 = 0.849$, $38/411.68 = 0.092$ y 0 en ese mismo orden; de esta manera, la demanda total que se utilizó para el producto potencia corresponde a los límites establecidos por la CRE, con 25 escalones de 24.28 MW y 5 escalones de 30.34 MW para SIN y 25 escalones de 1.216 MW y 5 escalones de 1.52 MW para BCA, como se muestra en las figuras 5.6 y 5.7.

5.1.2. Ofertas de Venta

Las ofertas de venta participantes en la subasta fueron 571, de las cuales solo fueron aptas 236, como se resume en el cuadro 5.1.

Cantidad Ofertas de Venta	Concepto
236	Aptas para participar
78	Desistieron de la participación
257	Desechadas por no cumplir requisitos de las bases de licitación

Cuadro 5.1: Ofertas de venta participantes 2017.

Teniendo en cuenta las 236 ofertas aptas, los valores promedio ofertados corresponden a 374,662.308 MWh, 391,797.2 CEL y 0.07 MW, para Energía, Certificados de Energías Limpias y Potencia respectivamente; la oferta de venta para potencia en promedio es pequeña porque se concentra en el 45 % de los oferentes.

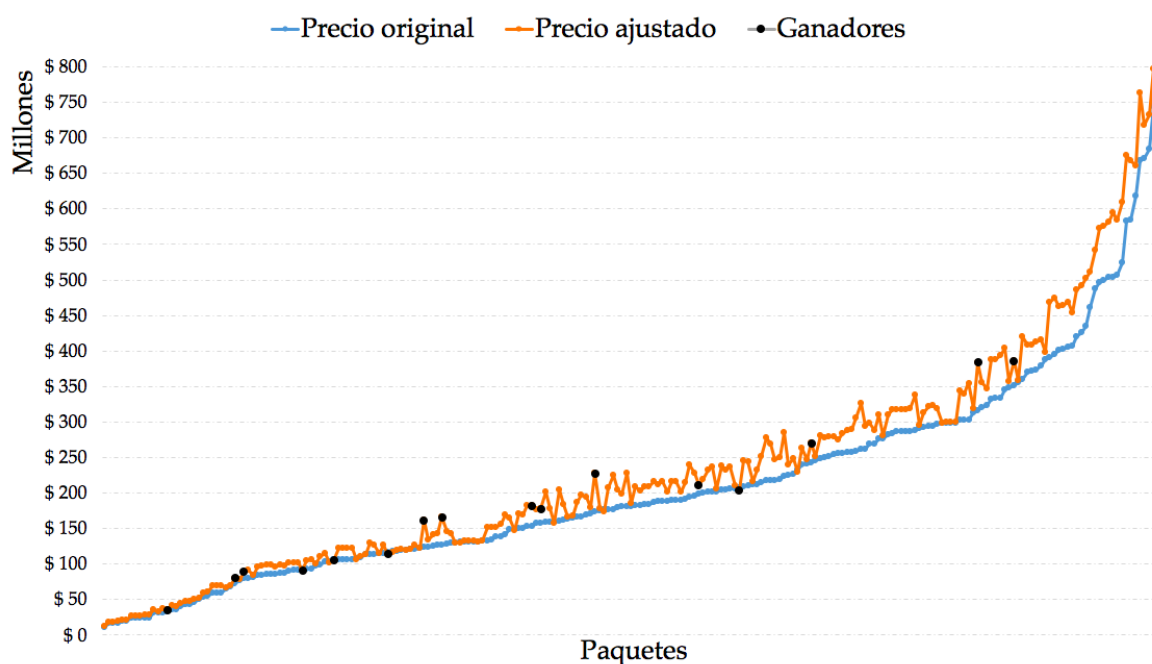


Figura 5.8: Precio original vs Precio ajustado año 2017.

En cuanto a los precios ofertados para los paquetes, estos deben ser ajustados antes de incorporarlos en el modelo, lo anterior con el objetivo de poder comparar las ofertas en términos del beneficio que representa su localización, la indexación ya sea en dólares o en pesos y un factor adicional de desempate que corresponde con la hora en que los vendedores enviaron sus ofertas, dicho ajuste se realiza conforme a la fórmula 4.18; la figura 5.8 muestra cómo quedan los precios luego de realizar el ajuste en las 236 ofertas y cómo este ajuste interfiere en las ofertas ganadoras.

En este año tan solo el 25 % de las ofertas ganadoras se vieron beneficiadas por el ajuste en los

precios, esto debido a que el factor que relaciona los precios nodales por localización ΔPML_{zpr} oscila entre -9.94 y 3.58 dólares americanos por megawatt-hora, con una tasa de cambio de 19.185 pesos por dólar, por lo que a diferencia de lo sucedido en el año 2015, los ajustes en los precios no fueron tan radicales, de hecho, los paquetes seleccionados que fueron beneficiados por el ajuste fueron evaluados con precios reducidos tan solo en 1 % y 2 % respecto al precio original ofertado; por su parte el 75 % de los paquetes castigados por el ajuste resultaron ganadores, lo que indica que el precio original ofertado tuvo un impacto mucho mayor que el de las modificaciones hechas con el ajuste.

El preprocesamiento realizado como parte de la validación, coincide con los cálculos obtenidos por el CENACE.

5.2. Implementación del modelo

El modelo matemático implementado en este año, corresponde con el descrito a continuación:

Función objetivo:

Busca maximizar el excedente económico total.

$$\begin{aligned} \text{máx} \quad & \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \text{Precio}P_{bp} + \sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \text{Precio}E_{be} \\ & + \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \text{Precio}C_{bc} - \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Precio} \text{Paquete}_p \quad (5.1) \end{aligned}$$

Sujeto a:

Conjunto de restricciones que garantizan que no se venda más de lo que los compradores están dispuestos a comprar.

$$\text{Venta}P_{bp} \leq \text{Dem}P_{bp}^{\max} \quad \forall zp \in ZP, bp \in BP_{zp} \quad (5.2)$$

$$\text{Venta}E_{be} \leq \text{Dem}E_{be}^{\max} \quad \forall be \in BE \quad (5.3)$$

$$\text{Venta}C_{bc} \leq \text{Dem}C_{bc}^{\max} \quad \forall bc \in BC \quad (5.4)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados tengan los productos suficientes para proporcionar la cantidad asignada en las ofertas de compra.

$$\sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \leq \sum_{p \in PAQ(zp)} U_p \text{Paquete}P_p \quad \forall zp \in ZP \quad (5.5)$$

$$\sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Paquete}E_p \quad (5.6)$$

$$\sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p \text{Paquete}C_p \quad (5.7)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados con fechas de operación irregulares, no superen los porcentajes definidos en las ofertas de compra.

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntP \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (5.8)$$

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_p FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespP \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} \quad \forall zp \in ZP \quad (5.9)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntC \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \quad (5.10)$$

$$\sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_p FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespC \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} \quad (5.11)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que se encuentren condicionados entre sí.

$$U_p \leq U_{pi} \quad \forall \quad oci \in OC \mid oci = (p, pi) \quad (5.12)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que tengan relaciones mutuamente excluyentes entre sí.

$$\sum_{p \in omei} U_p \leq 1 \quad \forall \quad omei \in OME \quad (5.13)$$

Restricción que garantiza que las centrales de los paquetes no superen el límite de capacidad para las zonas de interconexión.

$$\sum_{c \in C(zi)} U_c CapacidadDePlaca_c SinPrelación_c \leq LimInterconexiónZI_{zi} \quad \forall \quad zi \in ZI \quad (5.14)$$

Restricciones que garantizan la relación entre centrales y paquetes, es decir, si no se utiliza la central de generación, todos los paquetes que involucren dicha central no pueden ser seleccionados y viceversa.

$$U_p \leq U_c \quad \forall c \in C_p, p \in P \quad (5.15)$$

$$U_c \leq \sum_{p \in PAQ_c} U_p \quad \forall c \in C_p \quad (5.16)$$

Restricción que garantiza que los paquetes seleccionados no deben superar el límite de energía eléctrica acumulable para las zonas de exportación.

$$\sum_{c \in C(ze)} \sum_{p \in PAQ(ze)} U_p CantidadEEA_{c,p} SinPrelación_c \leq LimEnergíaEléctricaZE_{ze} \quad \forall \quad ze \in ZE \quad (5.17)$$

Al realizar la validación del modelo se encontraron los siguientes hallazgos que se resumen a continuación:

- Las restricciones (5.15) y (5.16) se encargan de relacionar las variables que hacen referencia a la selección de paquetes U_p y uso de centrales U_c , sin embargo, la única restricción adicional que también involucra la variable U_c corresponde a la (5.14), pero esta última restricción resulta inactiva debido a que el lado derecho resulta siempre más grande que el lado izquierdo cuando se cumple que para todo c , $U_c = 1$, por lo que estas tres restricciones podrían ser eliminadas del modelo para el año 2017 y el resultado sería exactamente el mismo.
- Se mantuvo la fórmula correspondiente al preprocesamiento que ajusta el precio de los paquetes del año 2016, en donde se incluyó un factor de desempate que depende de la hora en la que se enviaron las ofertas de venta.
- Se incluyó en el modelo de la restricción (5.16).
- Se modificó la restricción (5.17) donde aparece la constante $CantidadEEA_{c,p}$ que es la cantidad de energía eléctrica que la central eléctrica c destina a honrar la oferta de venta p , por lo que la esencia de la restricción es la misma y la diferencia radica en que en esta formulación se está separando la suma de energía de acuerdo a la central de generación correspondiente.
- Las restricciones (5.8), (5.9), (5.10) y (5.11) que tienen que ver con fechas de operación irregulares antes y después de la fecha de operación estándar, no se están utilizando en el modelo ya que ningún comprador ni vendedor estuvo dispuesto a ofertar productos con fechas de operación irregulares.
- Como se mencionó en los hallazgos de la subasta del año 2015, la formulación matemática de las restricciones (5.5), (5.6) y (5.7) no garantizan que lo que se vende sea igual a lo que se compra, por las razones allí descritas; sin embargo, tal y como se construyó la instancia en este año, se cumple que lo que se vende es igual a lo que se compra; para garantizar que dicha condición siempre se cumpla, basta con volver igualdades las restricciones (5.5), (5.6) y (5.7).

La implementación del modelo se realizó utilizando como lenguajes de programación y modelación, C++ y LP respectivamente; y como solucionador el software GUROBI 7.5.2 [19], se ejecutó en una computadora MacBook Air con procesador 1.8 GHz Intel Core i5 y memoria de 8 GB; el tiempo de ejecución fue de 0.04 segundos.

5.3. Resultados obtenidos

El valor de la función objetivo encontrado correspondiente al excedente económico total máximo es de \$ 3,265,620,402.57772 , valor resultante de seleccionar 16 paquetes y asignar 592.6 MW, 5,492,575.18 MWh y 5,952,575 CEL. En el cuadro 5.2 se muestran los paquetes seleccionados, con los respectivos productos ofertados para cada uno de ellos.

GEN	PAQ	Tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	PPAQ (\$/año)
76	2	Solar	10	435,354.5	483,727	207,102,427.04
93	2	Solar	0	616,692	770,864	242,616,721
101	2	Turbogás	499.95	0	0	351,050,391.45
102	4	Solar	0	235,640	265,095	105,955,157.81
102	9	Solar	0	206,017	247,220	80,102,657.27
102	11	Solar	0	210,426	252,511	93,012,977.92
111	56	Eólica	30.62	362,935	391,805	153,139,081.45
115	14	Solar	0	280,055	302,332	116,121,778.20
115	26	Solar	0	486,312.7	524,997	198,754,284.96
117	2	Solar	0	379,603.4	434,486	157,996,596.97
122	4	Eólica	0	373,016.5	373,016	127,096,197
122	7	Eólica	0	357,031.9	357,031	123,704,797
122	11	Eólica	0	510,680.1	510,680	174,134,797
122	63	Eólica	0	848,883.2	848,883	316,084,097
123	1	Solar	0	189,928	189,928	71,927,993.74
131	3	Eólica	52.04	0	0	32,447,590.50
Total			592.61	5,492,575.18	5,952,575	2,551,247,546.31

Cuadro 5.2: Ofertas de venta ganadoras 2017.

Con estos resultados se logra satisfacer la demanda de energía en un 90 %, la de CEL en un 98 % y en 42 % para potencia, las figuras 5.9, 5.10 y 5.11, muestran respectivamente la distribución de la demanda asignada por escalón para los tres productos, en color blanco se muestra la parte de la demanda que no se asignó; para el producto potencia solo se encuentra la gráfica asociada al SIN, ya que para BCA y BCS la asignación fue nula.

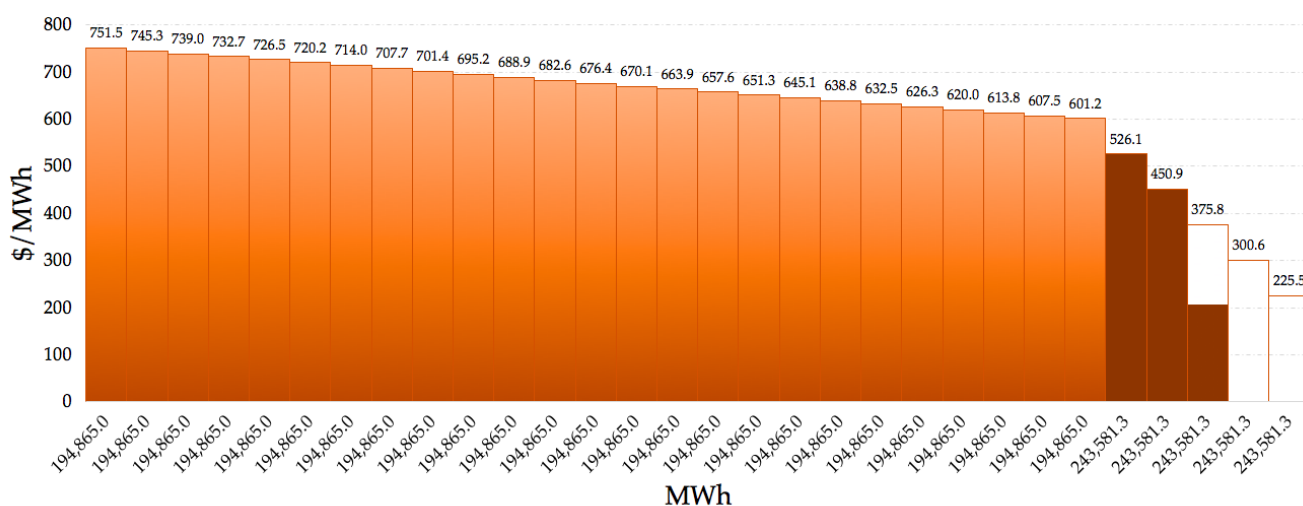


Figura 5.9: Cobertura de demanda Energía año 2017.

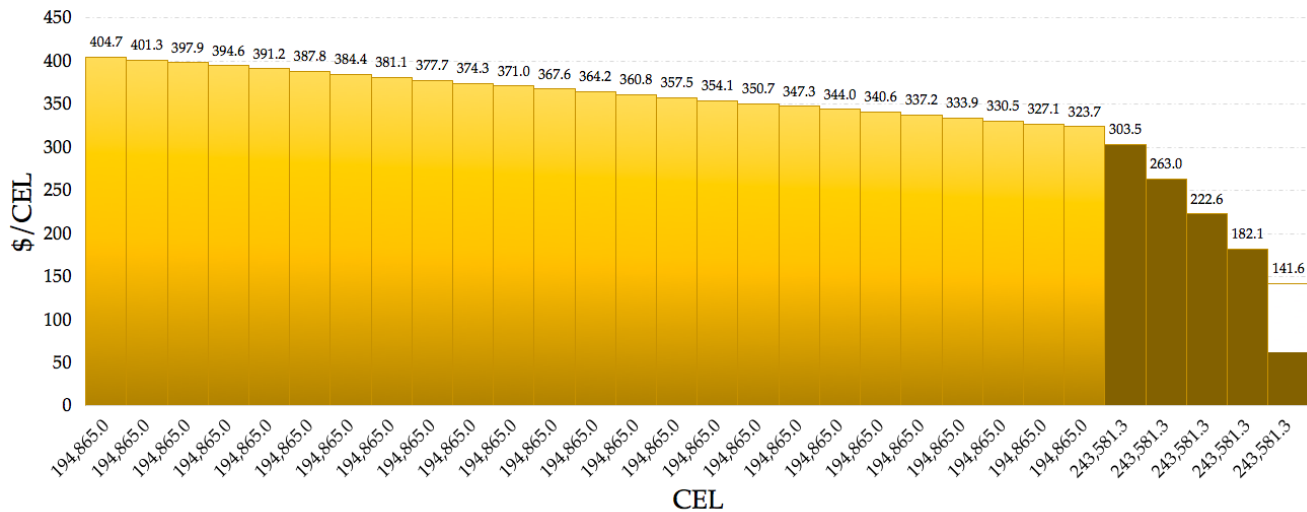


Figura 5.10: Cobertura de demanda CEL año 2017.

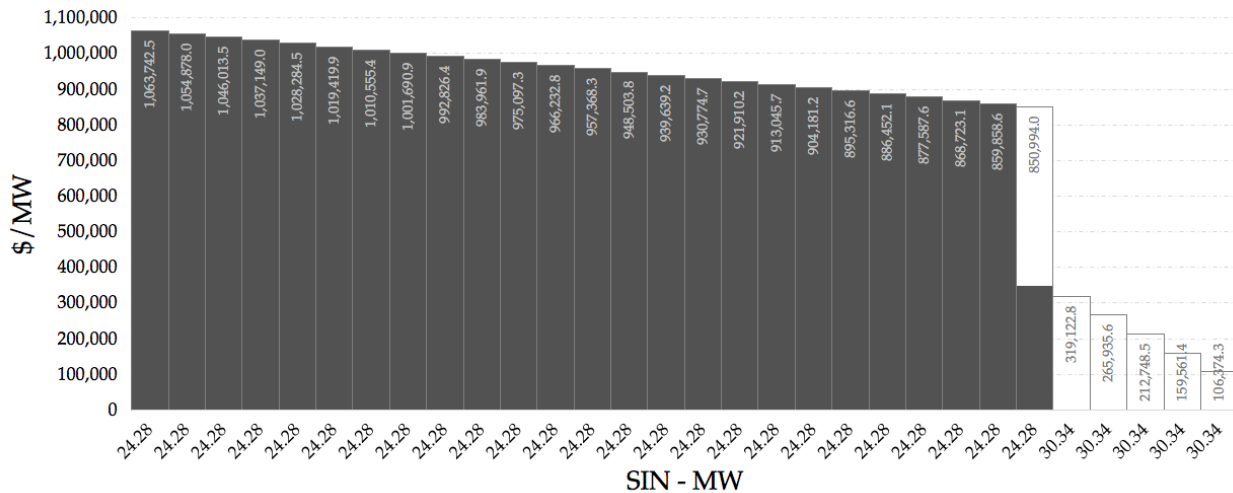


Figura 5.11: Cobertura de demanda Potencia año 2017.

En la figura 5.12 se puede observar que en general el tamaño de los paquetes ganadores respecto a CEL y Energía es proporcional al precio ajustado debido a que este utiliza como parámetro la cantidad de energía ofertada en cada paquete que se multiplica por los ΔPML_{zpr} , cuyo impacto en el precio ajustado se resumió en el numeral 5.1.2; lo anterior no se cumple para los paquetes 131_3 y 101_2 donde no hubo oferta de energía, en la figura 5.13 se muestra el comportamiento respecto a los precios de los paquetes que ofertaron potencia, donde se ve que el 84 % de la demanda de potencia es cubierta por un solo paquete, el 101_2.

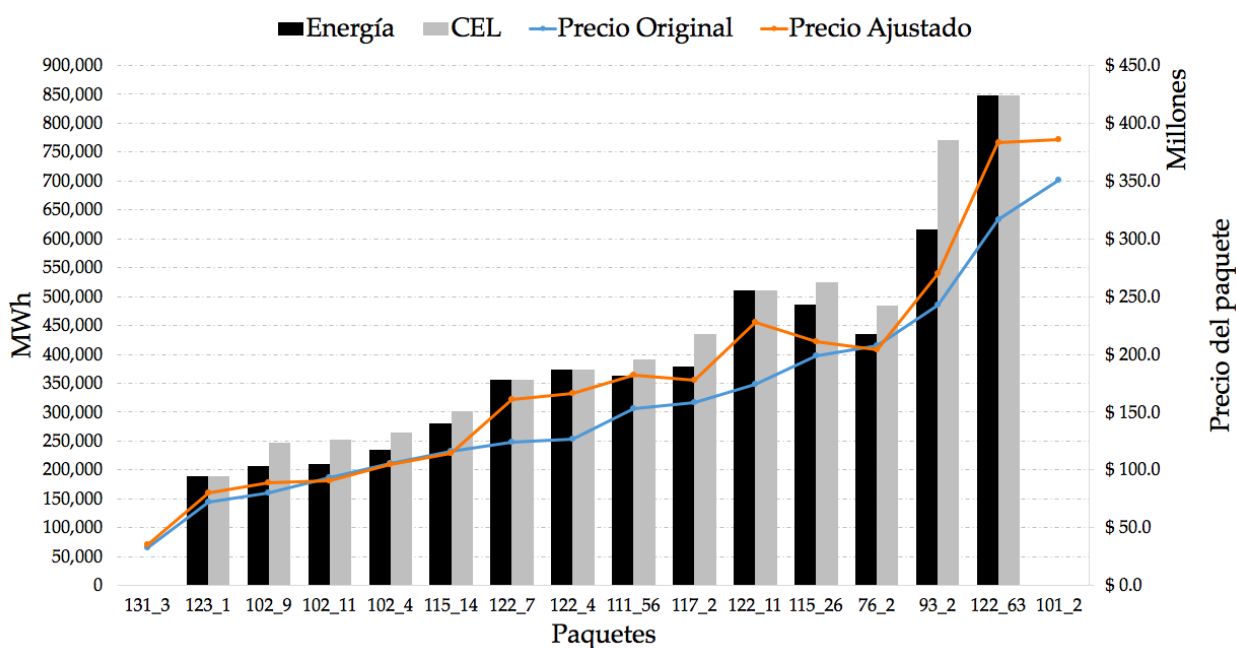


Figura 5.12: Ofertas ganadoras 2017.

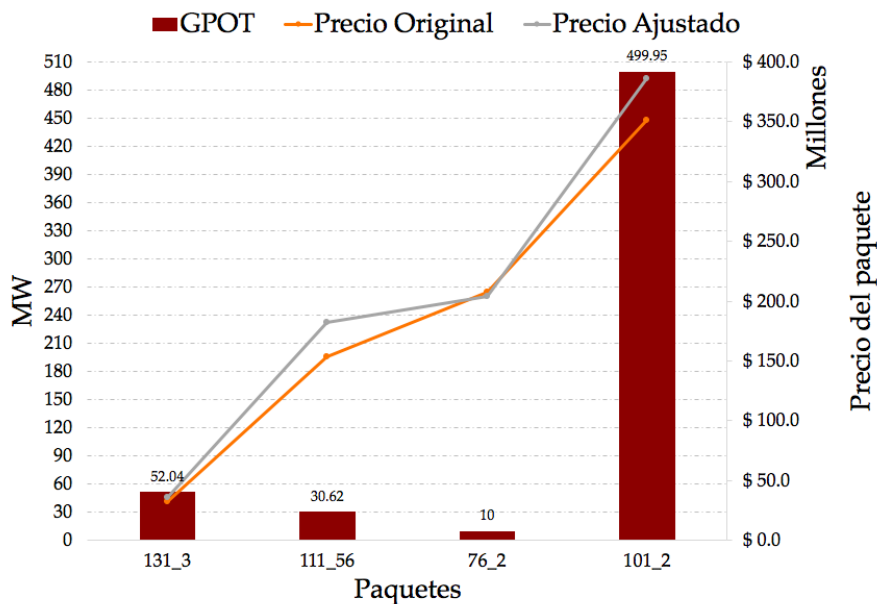


Figura 5.13: Ofertas de potencia - paquetes ganadores 2017.

Respecto a las cantidades de CEL ofertadas, se puede ver que son similares a las de energía, de hecho el 44 % de los paquetes ganadores tienen una diferencia en la oferta de estos dos productos inferior al 0.5 % y para el 56 % restante esta diferencia no supera el 25 %. Por su parte también

se puede ver que los precios ajustados en general son mayores que los precios originales para las ofertas ganadoras, como se mencionó en el numeral 5.1.

En cuanto al excedente económico total, este resulta de la diferencia entre la sumatoria de las cantidades vendidas de cada producto multiplicada por los respectivos precios máximos de compra ofertada (\$6,150,862,798.70996), y la sumatoria de los precios ajustados de los paquetes seleccionados como ganadores (\$2,885,242,396.13223).

5.4. Análisis de restricciones

A partir de la implementación del modelo, se pudo identificar el porcentaje real de utilización de las restricciones incluidas en el mismo, validando así el funcionamiento de las restricciones, reconociendo aquellas que se cumplen con igualdad y aquellas que son inactivas, en el cuadro 5.3 se resume lo descrito.

El conjunto de restricciones (5.2) se da para cada zona de potencia, que en esta subasta corresponden a los sistemas interconectados SIN, BCA y BCS respectivamente, se cumple con igualdad específicamente para los 24 primeros escalones de las ofertas de compra en la zona de potencia 1, y para las 60 ofertas de compra de las zonas de potencia 2 y 3 donde dicha oferta fue cero. Por su parte las restricciones (5.3) y (5.4) se cumplen con igualdad para los primeros 27 y 29 escalones de las ofertas de compra; por lo que ninguno de los tres conjuntos de restricciones se cumple con igualdad en su totalidad, lo que resulta coherente con el objetivo del modelo, que busca maximizar el excedente económico total, lo que no implica satisfacer a demanda al 100 %.

Conjunto de Restricciones	Total	Cant con igualdad	% de uso
(5.2)	90	84	27
(5.3)	30	27	90
(5.4)	30	29	97
(5.5)	3	3	100
(5.6)	1	1	100
(5.7)	1	1	100
(5.12)	46	45	98
(5.13)	127	2	1.6
(5.14)	68	0	0
(5.15)	236	236	100
(5.16)	109	109	100
(5.17)	8	1	0

Cuadro 5.3: Uso de restricciones 2017.

Las restricciones (5.5), (5.6) y (5.7) muestran que efectivamente la instancia garantiza que el 100 % de lo que se compra es igual a lo que se vende, sin embargo el modelo matemático no garantiza esta condición, como se mencionó en los hallazgos del año 2015 en el capítulo 3.

En cuanto a la restricción (5.12), se muestra que efectivamente se respetan las condiciones de paquetes condicionados, sin embargo cabe resaltar que de los 16 paquetes seleccionados como

ganadores en la subasta, solo 2 de ellos cuentan con relaciones de paquetes condicionados, el 122_7 y 122_11.

En cuanto a los paquetes que tenían relaciones mutuamente excluyentes, de acuerdo a la restricción (5.13), se respetan estas relaciones entre paquetes y de los 16 paquetes seleccionados como ganadores, 2 de ellos cuentan con relaciones de paquetes mutuamente excluyentes, el 122_63 y 131_3.

Por su parte el conjunto de restricciones (5.14) que tienen que ver con los límites de interconexión, no se cumplió con igualdad en ninguno de los casos, esto debido a que en todas las restricciones exceptuando una, dichos límites tienen un valor asignado de 1,000,000, valor que es imposible igualar en el lado izquierdo de la restricción así todas las variables $U_c = 1$, lo que implica que en realidad estas restricciones no cumplen la función de restringir a la variable U_c , por lo que esta puede tomar cualquier valor, y el resultado del modelo sería el mismo.

Los conjuntos de restricciones (5.15) y (5.16) se cumplen con igualdad al 100 %, sin embargo solo 16 de dichas igualdades se cumplen con igualdad en 1 y el resto en 0. Hay que decir que debido a que la variable U_c además de encontrarse en estas dos restricciones, se encuentra solo en la restricción (5.14) y esta ultima como se mencionó en el punto anterior no está cumpliendo la función de restringir la variable, por lo que se hubieran podido eliminar del modelo estos tres conjuntos de restricciones para la instancia del año 2017 y el resultado hubiera sido exactamente el mismo.

Por último, en el conjunto de restricciones (5.17) solo se cumple con igualdad la restricción correspondiente a la zona peninsular que tiene un límite de zona de exportación de cero.

5.5. Análisis de sensibilidad en los precios

A partir de la validación de los resultados obtenidos se realizó un análisis de sensibilidad sobre los precios ofertados para los paquetes que salieron ganadores en la subasta, dicho análisis pretende identificar hasta donde hubiesen podido subir el precio del paquete de tal manera que siguieran saliendo seleccionados por el modelo como ofertas ganadoras, teniendo en cuenta que las demás ofertas se mantienen constantes.

El análisis de sensibilidad se hizo a través de búsqueda binaria sobre el precio del paquete original y recalculando los precios ajustados correspondientes, realizando multiples corridas del modelo y validando la selección de los paquetes; este proceso se realizó de igual manera que para el año 2016, siguiendo el algoritmo 5.5.1.

Algoritmo 5.5.1: Sensibilidad precios ofertados 2017

Data: $PrecioOriginalPaquete_p$, $HoraDeRecepción$, $HoraDeInicio$, ΔPML_{zpr} , $PaqueteE_p$, $IndexUSD_p$, $FactorDevEsp$, $IndexUSD_p$, $ListaPaquetesGanadores$, ϵ .

Result: $AjustePrecio_p$.

```

1 while ListaPaquetesGanadores  $\neq \emptyset$  do
2   Piso = PrecioOriginalPaquetep;
3   Techo = 3Piso;
4   while Techo - Piso  $\geq \epsilon$  do
5      $AjustePrecio_p = \frac{(Techo - Piso)}{2} + Piso$ ;
6      $PrecioPaquete_p = (AjustePrecio_p + \frac{HoraDeRecepción - HoraDeInicio}{1000} +$ 
7        $\Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSD_p}$ ;
8      $U_p = ModeloProgramaciónEnteraMixta(PrecioPaquete_p)$ ;
9     if  $U_p = 1$  then
10      Piso = AjustePreciop;
11      if iteración inicial del paquete p then
12        Techo = 3AjustePreciop;
13      else
14        Techo = AjustePreciop;
15  Guardar AjustePreciop;
16   $PrecioPaquete_p = (PrecioOriginalPaquete_p + \frac{HoraDeRecepción - HoraDeInicio}{1000} +$ 
17     $\Delta PML_{zpr} PaqueteE_p) \times (FactorPrefPesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSD_p}$ ;
18  Eliminar paquete p de ListaPaquetesGanadores;
```

Para ejemplificar este proceso para un paquete, considere el paquete 7 del generador 122, cuya información es $PrecioOriginalPaquete_p = 123,704,797.00$ \$/año, $\Delta PML_{zpr} = 3.247$ USD, $PaqueteE_p = 357,031.92$ MWh al año, $FactorDevEsp = 1.09437671325314$, $IndexUSD_p = 1$ y $HoraDeRecepción = 13:46:35.170$, recordando que se usó una tasa de cambio de 19.185 \$/USD, un factor de referencia es $FactorPrefPesos = 1.01$ y que la hora de inicio para la recepción de ofertas fue las 9:00 am entonces:

Iteración 0

$Piso = 123,704,797.00$
 $Techo = 3 \times 123,704,797.00$
 $AjustePrecio_{122_7} = 2 \times 123,704,797.00$
 $PrecioPaquete_{122_7} = 298,054,810.66$
 Resultado del modelo $U_{445_3} = 0$
 $Techo = 2 \times 123,704,797.00$

Iteración 1

$Piso = 123,704,797.00$
 $Techo = 2 \times 123,704,797.00$

$$AjustePrecio_{445_3} = \frac{123,704,797.00}{2} + 123,704,797.00 = 185,557,195.5$$

$$PrecioPaquete_{445_3} = 229,688,087.84$$

$$\text{Resultado del modelo } U_{445_3} = 0$$

$$Techo = 185,557,195.5$$

Iteración 2

$$Piso = 123,704,797.00$$

$$Techo = 185,557,195.5$$

$$AjustePrecio_{122_7} = 154,630,996.25$$

$$PrecioPaquete_{445_3} = 195,504,726.42$$

$$\text{Resultado del modelo } U_{445_3} = 0$$

$$Techo = 154,630,996.25$$

Iteración 3

$$Piso = 123,704,797.00$$

$$Techo = 154,630,996.25$$

$$AjustePrecio_{122_7} = 139,167,896.625$$

$$PrecioPaquete_{122_7} = 178,413,045.72$$

$$\text{Resultado del modelo } U_{445_3} = 1$$

$$Piso = 139,167,896.62$$

Así hasta que la diferencia entre el *Piso* y el *Techo* (ϵ) es despreciable, para este ejemplo el valor de $AjustePrecio_{122_3}$ es de 141,525,124.25 \$/año, que corresponde al precio original máximo que hubiese podido ofertar para seguir saliendo como ganador de la subasta.

GEN	PAQ	Precio Orig (\$/año)	Precio Máx (\$/año)	Incremento (\$/año)	Incremento (%)
122	7	123,704,797.00	141,525,124.25	17,820,327.25	14.41
102	9	80,102,657.27	86,829,594.41	6,726,937.14	8.40
123	1	71,927,993.74	77,442,831.49	5,514,837.75	7.67
115	14	116,121,778.20	124,771,308.33	8,649,530.13	7.45
122	11	174,134,797.00	184,531,081.38	10,396,284.38	5.97
111	56	153,139,081.45	160,465,931.34	7,326,849.89	4.78
122	63	316,084,097.00	330,044,914.22	13,960,817.22	4.42
102	11	93,012,977.92	96,947,307.86	3,934,329.94	4.23
101	2	351,050,391.45	363,501,517.92	12,451,126.47	3.55
102	4	105,955,157.81	107,773,641.80	1,818,483.99	1.72
122	4	127,096,197.00	128,952,230.01	1,856,033.01	1.46
76	2	207,102,427.04	208,308,760.43	1,206,333.39	0.58
117	2	157,996,596.97	158,855,838.59	859,241.62	0.54
93	2	242,616,721.00	243,822,422.64	1,205,701.64	0.50
115	26	198,754,284.96	198,884,669.93	130,384.97	0.07
131	3	32,447,590.50	32,447,590.50	0.00	0.00

Cuadro 5.4: Sensibilidad Precios - Ofertas ganadoras 2017

En el cuadro 5.4 se encuentran los precios originales ofertados, el precio máximo que hubiesen podido ofertar y el incremento porcentual que representa este último respecto al precio original ofertado, esto para cada uno de los paquetes que resultaron seleccionados como ganadores en la subasta.

Se puede observar que el 31 % de las ofertas hubiesen podido incrementar en más del 5 % su precio ofertado por paquete, y solo una de las ofertas no hubiese podido incrementar el precio, esto último debido a que el generador 131 realizó otra oferta exactamente igual a la seleccionada, pero dividida en dos paquetes condicionados entre sí, por lo que si se incrementa el precio de la oferta 131_3 en lo más mínimo, automáticamente los paquetes 131_4 y 131_5 hubiesen salido seleccionados ya que estos tienen relación mutuamente excluyente con la oferta seleccionada 131_3, por lo que esta última era innecesaria. Este tipo de comportamiento en las ofertas muestra las falencias en términos del entendimiento por parte de los oferentes de venta respecto al funcionamiento del modelo.

Hay que decir que exceptuando el comportamiento de esta última oferta, los incrementos en cualquier otro caso son del orden de miles y millones de pesos, por lo que el comportamiento en la competencia de oferentes para este tipo de subastas está teniendo el efecto esperado por el subastador, logrando evitar comportamiento estratégico y revelando los menores costos posibles por parte de los oferentes; sin embargo se evidencia una disminución considerable respecto a 2015 en el incremento porcentual máximo del precio, cuyo promedio para dicho año es de 13.34 % y este año disminuyó a 4.11 %, lo que implica un acercamiento a los precios máximos a ofertar por parte de los generadores.

Por su parte, si los incrementos máximos se hubiesen dado por todos los ganadores de manera simultánea, es decir aplicando el algoritmo 5.5.1 pero sin la línea 15 donde se restablecen los valores originales de los precios de los paquetes, hubiesen salido seleccionados nuevamente 10 paquetes (resaltados en negrilla) de los 16 ganadores, cuyas ofertas corresponden a 123_1, 115_14, 122_63, 102_11, 102_4, 122_4, 76_2, 93_2, 115_26 y 131_3 y el valor de la función objetivo correspondiente al excedente económico total se hubiese reducido a \$3,174,220,298.14907.

Comparativo Subastas

El cuadro 5.5 muestra el resumen comparativo en cifras relevantes de las tres subastas analizadas, incluyendo datos sobre la demanda ajustada, oferta de productos ¹, porcentaje de cobertura de la demanda por cada producto y participación de diferentes tecnologías en los resultados obtenidos, así como algunas cifras producto del análisis de sensibilidad de los precios.

Subasta	SLP-1/2015	SLP-1/2016	SLP-1/2017
Numero de participantes aptos	226	321	236
Numero de paquetes ganadores	18	56	16
Demanda ajustada de Potencia (MW/año)	8	1,483	796.7
Oferta de Potencia (MW/año)	16	4,304	2,294
Cobertura de Demanda de Potencia (%)	0	80.05	42
Demanda ajustada de Energía (MWh/año)	6,361,250	10,629,911	6,089,532
Oferta de Energía (MWh/año)	33,238,753	40,074,882	43,441,800
Cobertura de Demanda Energía (%)	84.9	83.82	90
Demanda ajustada de CEL (CEL/año)	6,361,250	10,629,911	6,089,532
Oferta de CEL (CEL/año)	36,338,698	43,235,480	45,867,427
Cobertura de Demanda de CEL (%)	84.6	87.26	98
Porcentaje de participación de fuentes renovables en paquetes ganadores (%)	100	89	94
Porcentaje de participación de fuentes térmicas en paquetes ganadores (%)	0	11	6
Precio promedio ofertado - paquetes ganadores	247,600,990	116,871,561	159,452,972
Precio promedio máximo posible a ofertar por los paquetes ganadores (\$/año)	278,526,670	132,211,982	165,319,048
Incremento promedio del precio máximo posible a ofertar por los paquetes ganadores (\$/año)	30,925,681	15,340,421	5,866,076
Promedio del porcentaje de incremento del precio máximo posible a ofertar por los paquetes ganadores (%)	13	52.7	4

Cuadro 5.5: Comparativo Subastas

¹Para calcular la oferta de productos, se tomaron las cantidades de producto más grandes para ofertas mutuamente excluyentes

Neutralidad de la subasta

El término neutralidad en las subastas de largo plazo se relaciona con las condiciones en el proceso de competencia de las diferentes tecnologías participantes y hace referencia a que en dicho proceso puedan participar todos los tipos de tecnologías y estas puedan ofertar en las mismas condiciones; a diferencia de las subastas denominadas neutras, existen también subastas que están orientadas a tecnologías específicas, por ejemplo las comúnmente denominadas subastas de energías renovables, las cuales están orientadas precisamente a la participación exclusiva de fuentes renovables de generación.

Una de las características de las subastas neutras en tecnología cuando se pretende hacer la comparación a través de un solo mecanismo, es que la incertidumbre entra a jugar un papel importante, esto debido a que las ofertas económicas de los generadores que usan tecnologías de generación térmicas, tienen asociado en su componente variable del costo de generación de energía el comportamiento del precio de los combustibles y su volatilidad característica; por lo anterior, el presente trabajo pretende articular dicha componente variable en la comparación de ofertas para las subastas de largo plazo en México; para esto se propone una modificación en la evaluación de ofertas, implementando en un modelo de optimización intertemporal que se expondrá en el presente capítulo.

6.1. Antecedentes

Las subastas neutras se han implementado en diferentes países, en cuyos casos, con el objetivo de incorporar y trabajar con la incertidumbre asociada al precio de los combustibles, dependiendo del diseño de la subasta, se ha implementado la indexación de precios de combustibles, ya sea únicamente de manera posterior a la asignación de los contratos, específicamente en la actualización de pagos o desde la evaluación de ofertas, como es el caso de Chile.

Como referencia internacional, a continuación se resumen los mecanismos de evaluación de ofertas para energía eléctrica de las subastas neutras en Perú, Chile y Brasil, y algunos de los mecanismos de indexación de precios que utilizan en su diseño.

6.1.1. Perú

En Perú como se mencionó en la introducción, las subastas tienen un diseño de pago por oferta, donde una vez calculada la cantidad de energía a subastar, esta se distribuye entre las distintas tecnologías, la comparación de ofertas solo se da entre aquellas que no superen un

precio máximo para cada tecnología definido por el ente regulador, dicho precio representa el valor máximo al que el Estado está dispuesto a comprar la energía.

De acuerdo con el documento "Licitación de suministros de energía eléctrica para las empresas concesionarias de distribución Edelnor S.A.A. y Luz del sur S.A.A." elaborado en concordancia con la norma "Procedimientos para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el Marco de la Ley N° 28832" publicado en la página del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), la evaluación de ofertas se realiza teniendo como base un precio de oferta ponderado, que se define como el precio obtenido a partir de la fórmula (6.1), aplicada a los precios contenidos en una oferta económica [13].

$$\text{Precio de oferta ponderado} = F_p \times PE_{\text{HorasPunta}} + (1 - F_p) \times PE_{\text{HorasFuera de Punta}} \quad (6.1)$$

Donde:

$PE_{\text{HorasPunta}}$	Precio ofertado para las horas de punta (Periodo comprendido entre las 18:00 y las 23:00 horas).
$PE_{\text{HorasFuera de Punta}}$	Precio ofertado para las horas fuera de punta (Periodo no comprendido en las Horas de Punta).
F_p	Factor de ponderación representativo del consumo en horas de punta de las Licitantes expresado como fracción del consumo de energía total.

El anterior mecanismo de evaluación, además contempla un factor de descuento de 0.85 (para dicha licitación) que será multiplicado al precio de oferta ponderado para los proyectos de nuevas centrales hidroeléctricas.

Aunque debido al diseño de la subasta, no es necesario contemplar en la evaluación ofertas un esquema de indexación de precios de combustibles; cuentan con un mecanismo de actualización de los precios de energía en horas de punta y en horas fuera de punta que se calculan de acuerdo a la ecuación (6.2) y se efectúan en el momento de entrar en vigencia el contrato de suministro [13].

$$\text{Precio}_{\text{energía}} = \text{Precio}_{eb} \times \text{Factor}_e \quad (6.2)$$

Donde:

$$\text{Factor}_e = d \times \frac{TC}{TC_0} \times \frac{IPP}{IPP_0} + e \times \frac{PDB5}{PDB5_0} + f \times \frac{PR6}{PR6_0} + e \times \frac{PGN}{PGN_0} + cb \times \frac{PCB}{PCB_0} \quad (6.3)$$

$Precio_{cb}$	Precio base de la energía que figura en el contrato, en Soles/kWh-mes
d	Coeficiente por Tipo de cambio.
e	Coeficiente por Costo del Diesel B5.
f	Coeficiente por Costo del Residual 6.
g	Coeficiente por Costo del Gas Natural.
cb	Coeficiente por Costo del Carbón.
TC	Tipo de Cambio, Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América
TC_0	TC a la fecha de convocatoria a licitación.
IPP	Índice de Precios Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor
IPP_0	IPP a la fecha de convocatoria a licitación.
$PDB5$	Precio del Petróleo Diesel B5 establecido por PetroPerú S.A, en Soles/Gln
$PDB5_0$	PDB5 a la fecha de convocatoria a licitación.
$PR6$	Precio del Petróleo Residual No 6 establecido por PetroPerú S.A, en Soles/Gln
$PR6_0$	PR6 a la fecha de convocatoria a licitación.
PGN	Precio del Gas Natural, en Soles/MMBtu
PGN_0	PGN a la fecha de convocatoria a licitación.
PCB	Precio del Carbón Bituminoso a la fecha de convocatoria a licitación, en Soles/Ton
PCB_0	PCB a la fecha de convocatoria a licitación.

Los coeficientes d , e , f , g y cb son asignados por los compradores y deberán cumplir que $d + e + f + g + cb \leq 1$.

6.1.2. Chile

En Chile, de acuerdo al documento "Bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios - licitación de suministro 2017/01" publicado en la página de la Comisión Nacional de Energía (CNE), para efectos de la evaluación de ofertas económicas, se determina el Precio Nivelado para cada una de las mismas, el cual corresponde al valor presente equivalente del precio de la oferta considerando una proyección de su fórmula de indexación de acuerdo a la fórmula (6.4) [7].

$$Precio_{Nivelado} = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} \frac{Precio_{Oferta} \times PFI_{Inicio+i} \times EO_{Inicio+i}}{(1+r)^{Inicio+i}}}{\sum_{i=0}^{N-1} \frac{EO_{Inicio+i}}{(1+r)^{Inicio+i}}} \quad (6.4)$$

Donde:

$Precio_{Nivelado}$	Precio Nivelado de la oferta energía, en US\$/MWh.
$Precio_{Oferta}$	Precio de la oferta económica, en US\$/MWh).
$EO_{Inicio+i}$	Cantidad de energía ofertada por la Oferta en el año (Inicio+i), en GWh.
$Inicio$	Año de inicio de suministro.
N	Número de años considerados para la proyección de los índices de la fórmula de indexación respectiva, contados a partir del inicio del suministro.
r	Tasa de descuento anual utilizada para la evaluación, correspondiente a 10 %.
$PFI_{Inicio+i}$	Proyección de la fórmula de indexación asociada a la oferta, que se calcula de acuerdo a la fórmula (6.5)

$$PFI_j = a1 \times \frac{PI_{diesel_j}}{PI_{diesel_{base}}} + a2 \times \frac{PI_{brent_j}}{PI_{brent_{base}}} + a3 \times \frac{PI_{carbón_j}}{PI_{carbón_{base}}} + a4 \times \frac{PI_{gnl_j}}{PI_{gnl_{base}}} + a5 \times \frac{PI_{prop_j}}{PI_{prop_{base}}} \quad (6.5)$$

Donde:

PI_{diesel_j}	Proyección del precio del petróleo diésel para el año j , correspondiente a la serie de precios reales "Real Petroleum Prices: Industrial: Distillate Fuel Oil", en US\$ reales por galón para el escenario "Reference", de acuerdo a la publicación del Annual Energy Outlook 2017 del U.S. Energy Information Administration (EIA).
$PI_{diesel_{base}}$	Proyección del precio del petróleo diésel para el año 2017, en US\$ reales por galón, tomado de la misma fuente de PI_{diesel_j} .
PI_{brent_j}	Proyección del precio del petróleo crudo Brent para el año j , correspondiente a la serie de precios reales "Real Petroleum Prices: Crude Oil: Brent Spot" en US\$ reales por barril para el escenario "Reference", de acuerdo a la publicación del Annual Energy Outlook 2017 del U.S. Energy Information Administration (EIA).
$PI_{brent_{base}}$	Proyección del precio del petróleo crudo Brent para el año 2017, tomado de la misma fuente de PI_{brent_j} .

$PI_{carbónj}$	Proyección del precio del carbón para el año j , correspondiente a la serie de precios reales "Coal Prices: All Region Average: Bituminous", en US\$ reales por tonelada corta para el escenario "Reference", de acuerdo a la publicación del Annual Energy Outlook 2017 del U.S. Energy Information Administration (EIA).
$PI_{carbónbase}$	Proyección del precio del carbón para el año 2017, tomado de la misma fuente de $PI_{carbónj}$.
PI_{gnlj}	Proyección del precio del Gas Natural Henry Hub para el año j , correspondiente a la serie de precios reales "Natural Gas: Henry Hub Spot Price", en US\$ reales por millón de BTU (British Thermal Unit) para el escenario "Reference", de acuerdo a la publicación del Annual Energy Outlook 2017 del U.S. Energy Information Administration (EIA).
$PI_{gnlbase}$	Proyección del precio del Gas Natural Henry Hub para el año 2017, tomado de la misma fuente de PI_{gnlj} .
PI_{propj}	Proyección del precio del Propano para el año j , correspondiente a la serie de precios reales "Real Petroleum Prices : Industrial : Propane", en US\$ reales por galón para el escenario "Reference", de acuerdo a la publicación del Annual Energy Outlook 2017 del U.S. Energy Information Administration (EIA).
$PI_{propbase}$	Proyección del precio del Propano para el año 2017, tomado de la misma fuente de PI_{propj} .
a_i	Ponderador asociado al índice i individualizado asignado por el oferente, cada ponderador debe ser mayor o igual a cero, y la suma de todos los ponderadores a_i , con i de 1 a 6, debe ser igual a 1.
PCB	Precio del Carbón Bituminoso a la fecha de convocatoria a licitación, en Soles/Ton
PCB_0	PCB a la fecha de convocatoria a licitación.

6.1.3. Brasil

En Brasil como se mencionó en la introducción, las subastas tienen un diseño híbrido, donde combinan reloj descendente y pago por oferta, en ese sentido y debido a diseño de la subasta, la comparación de ofertas se realiza por tecnología, para la ordenación económica de nuevos emprendimientos de generación utilizan el Índice de Costo Beneficio (ICB) que se calcula conforme a la fórmula (6.6) y que corresponde a una estimación de cuánto costará la energía del emprendimiento para el comprador, durante el plazo de vigencia del contrato por disponibilidad de energía, en las condiciones asumidas para la subasta, esto de acuerdo con el documento "Índice

Custo Benefício (ICB) de Empreendimentos de Geração” de la subasta “26º Leilão de Energia Nova A-6” [14], disponible en la página web de la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de Brasil.

$$ICB = \frac{RF}{QL \times l \times 8760} + \frac{COP + CEC}{GF \times 8760} \quad (6.6)$$

Donde:

ICB Índice de Costo Beneficio, en Reales\$/MWh.

RF Costos fijos, valor suministrado por el vendedor, en Reales\$/año.

l Valor del Lote: 0.1 MW.

QL Cantidad de lotes ofertados.

COP Valor Esperado del Costo de Operación, en (Reales\$/año).

CEC Valor Esperado del Costo Económico, en (Reales\$/año).

GF Garantía física, en MW.

8760 Horas del año.

Por su parte, los componentes del ICB se calculan de manera diferente para cada tipo de tecnología participante en la subasta, para las centrales térmicas el COP se calcula conforme a la fórmula (6.7).

$$COP = \frac{\sum_{m=1}^M \sum_{c=1}^C \sum_{p=1}^P COP_{p,c,m}}{M \times C} \times 12 \quad (6.7)$$

Donde:

$$COP_{p,c,m} = CVU \times (Gera_{p,c,m} - Inflex_m) \times nhoras_m \times Pat_{p,m} \quad (6.8)$$

CVU Costo variable unitario de una termoeléctrica, en Reales\$/MWh.

Gera_{p,c,m} Generación de la planta termoeléctrica por mes *m*, para cada posible escenario *c*, para cada nivel *p*, en MW.

Inflex_m Generación mínima obligatoria de la planta termoeléctrica por mes *m*, en MW.

Pat_{p,m} Proporción de la duración del nivel de carga, siendo igual a 1 en caso de un único nivel.

nhoras_m Número de horas del mes.

M Número de meses.

C Número de escenarios de riesgos hidrológicos.

P Número de niveles.

Adicionalmente, aunque debido al diseño de la subasta no se incorpora en la evaluación de ofertas, la actualización de los ingresos fijos respecto a sus componentes variables relacionadas con los cambios en los precios de los combustibles, se describe en contratos específicos conforme a una fórmula definida para cada tipo de combustible, por ejemplo en el documento "Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado - CCEAR por disponibilidade produto 2023 / 2047 (Gás Natural)" se describe el componente de indexación de precios de los combustibles utilizado como parte de la actualización de los ingresos fijos para las tecnologías de generación a base de Gas Natural específicamente, en la fórmula (6.9) se muestra dicho componente [1].

$$P_j = a' \times HH + b' \times Brent + c' \times NBP + d' \times JKM + e' + \frac{f'}{e_j} \quad (6.9)$$

Donde:

P_j	Precio medio de referencia del combustible utilizado, en le mes j .
HH	Valor de cierre en el antepenúltimo día hábil del mes j referente al gas natural NYMEX (Henry Hub Natural Gas Futures Contracts - NG1).
NBP	Promedio mensual de los días hábiles del mes j , del petróleo Brent (Dated Brent), publicado en el Platts Crude Oil Marketwire Report.
JKM	Promedio mensual de las de los días hábiles del mes j , del Japan Korea Marker - JKM, publicado en el Platts LNG Daily.
a', b', c', d'	Parámetros establecidos por el vendedor.
e'	Parámetro establecido por el vendedor, actualizado anualmente por el Consumer Price Index for All Urban Consumers - CPI-U, publicado por el Bureau of Labor Statistics, del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América.
f'	Parámetro establecido por el vendedor, actualizado anualmente por el IPCA (Indice Nacional de Precios al Consumidor).
e_j'	Tasas de cambio promedio de venta del dólar de los Estados Unidos de América, divulgada por el BACEN (Banco Central de Brasil) para el mes j , expresada en Reales\$/US\$.

6.2. Articulación de la neutralidad con el modelo de optimización

En México, como se mencionó en la introducción, el diseño actual de la subasta de largo plazo pretende ser neutro en tecnología, sin embargo, las fuentes térmicas de generación (aquellas que generan energía eléctrica a partir de combustibles fósiles), no tienen la posibilidad de ofertar energía, sólo pueden ofertar potencia; por lo que la subasta actual no es una subasta neutra como tal.

De acuerdo con el documento "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018 - 2032", en México las fuentes térmicas de generación, corresponden a tecnologías como: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, lecho fluidizado, termoeléctrica convencional y turbogás [21]; en el año 2017 la distribución en el uso de estas tecnologías se resume en la figura 6.1.

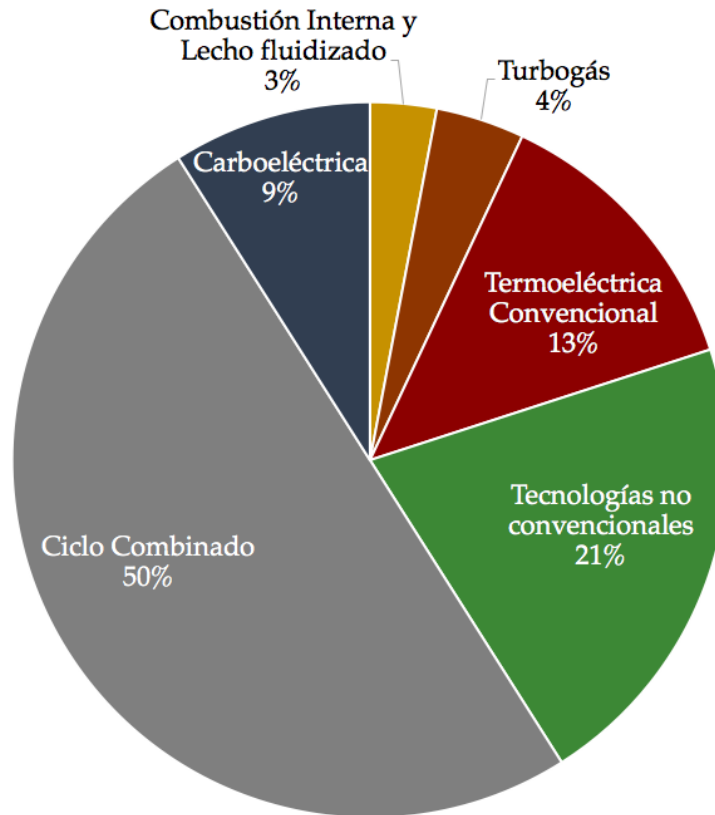


Figura 6.1: Tecnologías de generación eléctrica en Mexico 2017 - PRODESEN

Por su parte, los combustibles que pueden utilizar cada una de estas fuentes de generación térmicas, se resumen en la tabla 6.1 [21].

Tecnología	Combustibles que pueden usar
Carboeléctrica	Carbón, combustóleo
Ciclo Combinado	Gas Natural
Combustión Interna	Diesel, Gas natural
Lecho Fluidizado	Carbón, biomasa, coque de petróleo
Termoeléctrica Convencional	Carbón, gas natural y derivados del petróleo (diésel - combustóleo)
Turbogás	Gas Natural

Cuadro 6.1: Tecnologías de generación y combustibles que pueden usar

Para efectos del presente trabajo y teniendo como referencia los antecedentes internaciona-

les en materia de comparación de ofertas, en el presente capítulo se propone un esquema que permite incorporar específicamente en la *evaluación de ofertas*, la participación de todos los tipos de tecnologías, es decir que garantice neutralidad en la subasta y que se articule con el modelo matemático de optimización.

Teniendo en cuenta lo anterior y recordado la función objetivo del modelo, en la ecuación (6.10)

$$\begin{aligned} \text{máx} \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \text{Precio}P_{bp} + \sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \text{Precio}E_{be} \\ + \sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \text{Precio}C_{bc} - \sum_{p \in PAQ} U_p \text{PrecioPaquete}_p \end{aligned} \quad (6.10)$$

Para la incorporación de la participación de los oferentes de fuentes térmicas en la oferta del producto *Energía* y la articulación de la misma en la evaluación de ofertas, se propone una modificación en el cálculo del parámetro *PrecioPaquete_p*, que corresponde al precio *ajustado* del paquete *p* en \$/año y cuyo cálculo depende del precio real del paquete *PrecioOriginalPaquete_p* ofertado por el vendedor en \$/año.

En este esquema, la oferta económica no dependerá de un solo valor ofertado para el precio del paquete, si no que deberá contemplar dos componentes; por una parte una componente fija *CompFija_p* que contiene todas los elementos del cálculo del precio ofertado que no dependen del uso del combustible, incluyendo el precio por año para el producto Potencia de cada paquete para aquellos oferentes cuya base de generación de energía eléctrica sea a partir de combustibles fósiles, y para los oferentes de energías limpias, esta componente debe contener la suma de los precios por año para los productos de Potencia, CEL y Energía; por otra parte la oferta tendrá una componente variable *CompVar_p* que contiene los elementos variables del precio por cada MWh generado y la cuál depende únicamente del uso del combustible asociado.

Teniendo en cuenta las tecnologías que se usan en México, para garantizar equidad en la comparación de ofertas, se propone calcular el valor presente del precio del paquete en el año de la subasta, el cual contemple la variación de los precios de los combustibles en el tiempo y que puede usarse como mecanismo de comparación con respecto a los demás oferentes, como se muestra en la ecuación (6.11).

$$VP_PrecioPaquete_p = \sum_{j=0}^{PeriodoE-1} \frac{CompFija_p + CompVar_p \times PaqueteE_{p,j} \times FactorCombustible_{AñoOp+j}}{(1 + TD)^{Base+j}} \quad (6.11)$$

$$FactorCombustible_i = \alpha_1 \times \frac{PComb_i}{PComb_{Ref}} + \alpha_2 \times \frac{PDies_i}{PDies_{Ref}} + \alpha_3 \times \frac{PCarb_i}{PCarb_{Ref}} + \alpha_4 \times \frac{PGasN_i}{PGasN_{Ref}} \quad (6.12)$$

Donde:

$CompFija_p$	Componente fija del precio total ofertado, en \$/año.
$CompVar_p$	Componente variable del precio ofertado para energía que depende únicamente del combustible asociado al tipo de tecnología de generación, en \$/MWh para el año en que se realiza la oferta (Ref).
$PaqueteE_p$	Cantidad de energía eléctrica acumulable del paquete p , en MWh/año.
TD	Tasa de descuento, 10 %
$PComb_i$	Proyección del precio del combustóleo para el año i , en \$/año.
$PDies_i$	Proyección del precio del petróleo diésel para el año i , en \$/año.
$PCarb_i$	Proyección del precio del carbón para el año i , en \$/año.
$PGasN_i$	Proyección del precio del gas natural para el año i , en \$/año.
$PeriodoE$	Numero de años por los que se asignan los contratos de energía eléctrica acumulable (15 años).
Ref	Año en el que se realiza la oferta.
$AñoOp$	Año correspondiente a la Fecha de Operación Comercial.
$Base$	$AñoOp - Ref$, indica el periodo base para iniciar los cálculos de temporalidad
α_k	Valor dado por el vendedor en la oferta y correspondiente al factor de uso de combustible, $k \in \{1, 2, 3, 4\}$, $\sum_{k=1}^4 \alpha_k = 1$.

Posteriormente el precio que entra al modelo como $PrecioPaquete_p$ deberá ajustarse conforme a la fórmula (6.13).

$$PrecioPaquete_p = (VP_PrecioPaquete_p + \frac{HoraDeRecepción - HoraDeInicio}{1000} + \sum_{j=0}^{PeriodoE-1} \frac{\Delta PML_{zpr,j} * PaqueteE_{p,j}}{(1 + TD)^{Base+j}}) \times (FactorPrefPesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSD_p} \quad (6.13)$$

Donde:

$\Delta PML_{zpr,j}$	Valor esperado para el año j de la diferencia entre el promedio de los precios marginales locales del SEN y el promedio del precio marginal Local de la zpr donde se ubica el paquete p , en \$/MWh.
----------------------	--

$HoraDeRecepción_p$	Hora real de presentación de la oferta económica de la oferta de venta del paquete p .
$HoraDeInicio$	Hora a partir de la cual se permite la presentación de las ofertas económicas de las ofertas de venta.
$PrecioOriginalPaquete_p$	Precio del paquete (oferta de venta) p en \$/año.
$FactorPrefPesos$	Factor que refleja la preferencia del comprador para realizar sus pagos en la misma moneda en que reciba sus ingresos.
$IndexUSD_p$	Parámetro binario, 1 si el paquete p está indexado a dólares, 0 si el paquete p está indexado a pesos
$FactorDevEsp$	Razón entre el costo esperado de una oferta indexada en dólares y una oferta indexada en pesos.

De acuerdo con el manual de subastas [20], el cálculo de $FactorDevEsp$ ¹ depende del parámetro denominado pct20 que corresponde al porcentaje de pago total de los años 1 a 15 que se realizará en los años 16 a 20, el cual para mantener la consistencia del modelo intertemporal se deberá calcular conforme a la siguiente fórmula:

$$pct20_p = \frac{20 \times \sum_{j=0}^{PeriodoE-1} PaqueteC_{p,j}}{70,000 \times \sum_{j=0}^{PeriodoE-1} Paquetep_{p,j} + 40 \times \sum_{j=0}^{PeriodoE-1} PaqueteE_{p,j} + 20 \times \sum_{j=0}^{PeriodoE-1} PaqueteC_{p,j}}$$

Por su parte los precios de compra deben ajustarse también en el tiempo, por lo que se propone permitir ofertas de compra con demanda variable en el tiempo, de esta manera se añade al modelo el conjunto $años = \{0, 1, 2, \dots, PeriodoE - 1\}$ y la formulación matemática del modelo queda conforme se muestra a continuación:

Función objetivo:

Busca maximizar el excedente económico total para el periodo de operación completo.

$$\begin{aligned} \max \sum_{zp \in ZP} \sum_{bp \in BP_{zp}} & \left(\sum_{j=0}^{PeriodoE-1} \frac{PrecioP_{bp,j} * VentaP_{bp,j}}{(1 + TD)^{Base+j}} \right) + \sum_{be \in BE} \left(\sum_{j=0}^{PeriodoE-1} \frac{PrecioE_{be,j} * VentaE_{be,j}}{(1 + TD)^{Base+j}} \right) \\ & + \sum_{bc \in BC} \left(\sum_{j=0}^{PeriodoE-1} \frac{PrecioC_{bc,j} * VentaC_{bc,j}}{(1 + TD)^{Base+j}} \right) - \sum_{p \in PAQ} U_p PrecioPaquete_p \quad (6.14) \end{aligned}$$

¹En una implementación real del modelo intertemporal, la indexación que se da a través del $FactorDevEsp$ se puede articular directamente sobre los precios año a año.

Sujeto a:

Conjunto de restricciones que garantizan que no se venda más de lo que los compradores están dispuestos a comprar en cada año.

$$VentaP_{bp,j} \leq DemP_{bp,j}^{max} \quad \forall bp \in BP_{zp}, zp \in ZP, j \in \text{años} \quad (6.15)$$

$$VentaE_{be,j} \leq DemE_{be,j}^{max} \quad \forall be \in BE, j \in \text{años} \quad (6.16)$$

$$VentaC_{bc,j} \leq DemC_{bc,j}^{max} \quad \forall bc \in BC, j \in \text{años} \quad (6.17)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados tengan los productos suficientes para proporcionar la cantidad asignada en las ofertas de compra anuales.

$$\sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp,j} \leq \sum_{p \in PAQ(zp)} U_p PaqueteP_{p,j} \quad \forall zp \in ZP, j \in \text{años} \quad (6.18)$$

$$\sum_{be \in BE} VentaE_{be,j} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteE_{p,j} \quad \forall j \in \text{años} \quad (6.19)$$

$$\sum_{bc \in BC} VentaC_{bc,j} \leq \sum_{p \in PAQ} U_p PaqueteC_{p,j} \quad \forall j \in \text{años} \quad (6.20)$$

Conjunto de restricciones que garantizan que los paquetes seleccionados con fechas de operación irregulares, no superen los porcentajes definidos en las ofertas de compra.

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} \sum_{j \in \text{años}} U_p PaqueteP_{p,j} FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntP \sum_{bp \in BP_{zp}} \sum_{j \in \text{años}} VentaP_{bp,j} \quad \forall zp \in ZP \quad (6.21)$$

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} \sum_{j \in \text{años}} U_p PaqueteP_{p,j} FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespP \sum_{bp \in BP_{zp}} \sum_{j \in \text{años}} VentaP_{bp,j} \quad \forall zp \in ZP \quad (6.22)$$

$$\sum_{p \in PAQ} \sum_{j \in \text{años}} U_p PaqueteC_{p,j} FechaIrrAnt_p \leq KFechaIrrAntC \sum_{bc \in BC} \sum_{j \in \text{años}} VentaC_{bc,j} \quad (6.23)$$

$$\sum_{p \in PAQ} \sum_{j \in \text{años}} U_p PaqueteC_{p,j} FechaIrrDesp_p \leq KFechaIrrDespC \sum_{bc \in BC} \sum_{j \in \text{años}} VentaC_{bc,j} \quad (6.24)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que se encuentren condicionados entre sí.

$$U_p \leq U_{pi} \quad \forall \quad oci \in OC \mid oci = (p, pi) \quad (6.25)$$

Restricción que garantiza que se respete la selección de ofertas de acuerdo a los paquetes que tengan relaciones mutuamente excluyentes entre sí.

$$\sum_{p \in omei} U_p \leq 1 \quad \forall \quad omei \in OME \quad (6.26)$$

Restricción que garantiza que las centrales de los paquetes no superen el límite de capacidad para las zonas de interconexión.

$$\sum_{c \in C(zi)} U_c \text{CapacidadDePlaca}_c \text{SinPrelación}_c \leq \text{LimInterconexión}ZI_{zi} \quad \forall \quad zi \in ZI \quad (6.27)$$

Restricciones que garantizan la relación entre centrales y paquetes, es decir, si no se utiliza la central de generación, todos los paquetes que involucren dicha central no pueden ser seleccionados y viceversa.

$$U_p \leq U_c \quad \forall c \in C_p, p \in P \quad (6.28)$$

$$U_c \leq \sum_{p \in PAQ_c} U_p \quad \forall c \in C_p \quad (6.29)$$

Restricción que garantiza que los paquetes seleccionados no deben superar el límite de energía eléctrica acumulable para las zonas de exportación.

$$\sum_{c \in C(ze)} \sum_{p \in PAQ(ze)} U_p \text{CantidadEEA}_{c,p,j} \text{SinPrelación}_c \leq \text{LimEnergíaEléctrica}ZE_{ze} \quad \forall ze \in ZE, j \in \text{años} \quad (6.30)$$

En cuanto a las proyecciones de precios de los combustibles, se pueden utilizar diferentes fuentes, como ejemplo se encuentran las proyecciones de precios publicados por la SENER en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), en \$USD/año, dicho pronóstico se construyó teniendo en cuenta escenarios de corto y largo plazo de los precios del crudo WTI y del gas natural Henry Hub, publicadas por la U.S. Energy Information Administration (EIA), del Departamento de Energía de EE.UU; estimación de costos de transporte de gas natural con base en las tarifas aprobadas por la CRE; precios históricos del carbón importado y nacional, publicados por la CFE, y la ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios, aplicable a combustibles [21].

La figura 6.2² resume el incremento porcentual en el precio pronosticado de dichos combustibles en México, tomando el 2018 como año de referencia.³

²Por el autor, a partir de datos del PRODESEN [11]

³El incremento para carbón se calculó únicamente los valores promedio para SIN

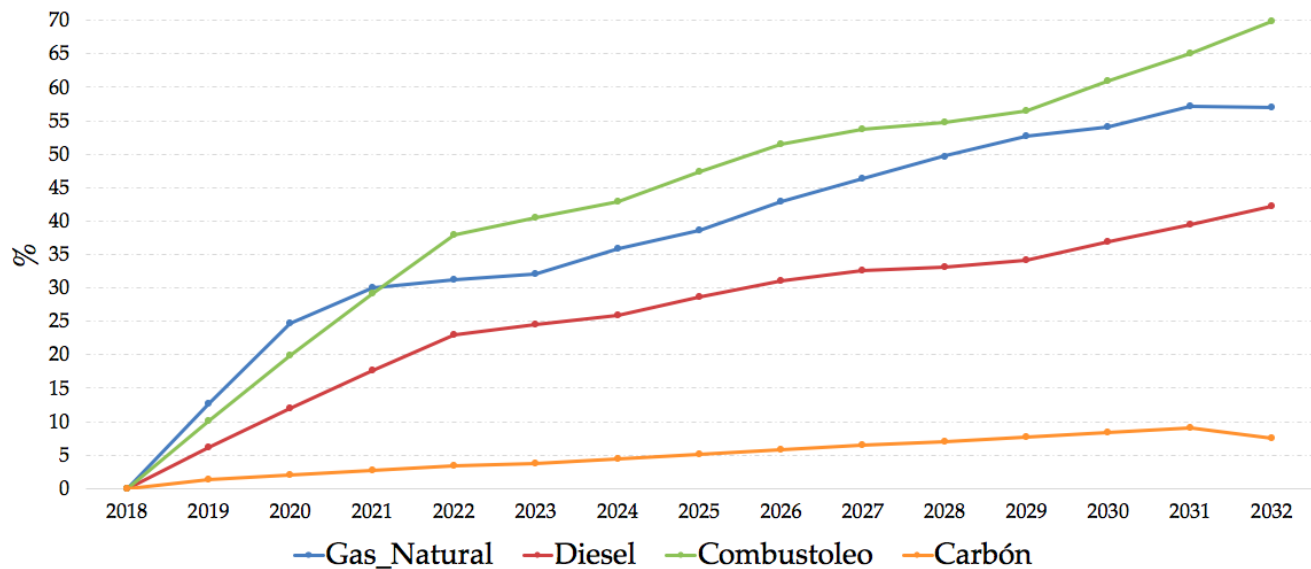


Figura 6.2: Incremento porcentual pronosticado en el precio de los combustibles (año base 2018).

Se puede observar que el comportamiento pronosticado del precio de los combustibles muestra un incremento significativo en el tiempo, por lo que las ofertas de fuentes de generación a base de combustibles fósiles, tendrán que presentar ofertas realmente competitivas en términos de las cantidades de productos y su precio inicial ofertado, para que resulten atractivos en la evaluación.

Ventajas del mecanismo propuesto:

- La inclusión de la temporalidad en el modelo resulta atractivo para los generadores, puesto que tienen la posibilidad de ofertar diferentes cantidades de energía en el tiempo de acuerdo a su eficiencia real de producción, ofertando posiblemente cantidades de energía mayores al inicio del periodo y posteriormente ofertando su capacidad de producción promedio.
- Al permitir ofertar energía a todos los competidores de la subasta haciéndola realmente neutra, se promueve la competencia en el mecanismo de la misma y posiblemente reactive la participación de fuentes renovables en la oferta del producto potencia, que actualmente se encuentra reducida en estos oferentes.

Desventajas del mecanismo propuesto:

- Aunque el presente documento se enfoca en la evaluación de ofertas, el mecanismo propuesto requiere un sistema de pagos en donde el riesgo que implica la volatilidad en el precio de los combustibles, lo asume el consumidor final.

6.2.1. Supuestos de simulación

Con el propósito de ver el impacto de esta modificación en la implementación del modelo de optimización, se ha simulado el comportamiento de esta variación en el modelo para las subastas

SLP-1/2016 y SLP-1/2017, permitiendo la oferta de energía a paquetes seleccionados como casos de prueba de fuentes térmicas que participaron en las subastas ofertando el producto de Potencia.

Supuestos de la simulación:

- Las demandas y precios de las ofertas de compra de los diferentes productos se mantendrán constantes durante los 15 años.
- Las cantidades de producto de las ofertas de venta se mantendrán constantes durante los 15 años.
- Los valores de $\Delta PML_{zpr,j}$ se mantendrán constantes para los 15 años.
- Los valores de pronóstico de combustible se tomarán de acuerdo al los publicados por el PRODESEN en el año de la subasta.
- Se mantendrán las relaciones de paquetes mutuamente excluyentes y paquetes condicionados ofertadas por los generadores de fuentes térmicas y renovables.
- La cantidad de energía anual a ofertar por parte de los generadores a partir de fuentes térmicas se calculará conforme a la fórmula (6.31).

$$PaqueteE_p = CapacidadDePlaca_c \times 8760 \times FactorDeOferta \quad (6.31)$$

Donde:

$PaqueteE_p$	Cantidad de Energía Eléctrica Acumulable del paquete p , en MWh/año
$CapacidadDePlaca_c$	capacidad de placa en MW de la central eléctrica $c \in C$.
8760	Numero de horas en un año.
$FactorDeOferta$	Factor de oferta de la central c (menor o igual al factor de planta de la central asociada)

- La componente variable del precio para fuentes renovables, se tomará como cero.
- La componente variable del precio para fuentes térmicas, se calculará conforme a la fórmula (6.32) [5].

$$CompVar_p = \frac{RTN_c \times PCombustible_{ref}}{PCalorífico_c} \quad (6.32)$$

Donde:

RTN_c	Regimen térmico neto de la central c , en KJ/MWh.
$PCombustible_{ref}$	Precio del combustible en el año ref , de acuerdo al publicado en el PRODESEN, en \$/ft3.
$PCalorífico_c$	Poder calorífico del combustible que usa la central c , en KJ/ft3.

Los valores de los parámetros RTN_c ⁴ y $PCalorífico_c$, se tomaran del documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico" COPAR 2015 [5] y del "Informe de la tecnología de generación de referencia 2017" del CENACE [4], respectivamente.

- La componente fija del precio a ofertar por parte de los generadores a partir de fuentes renovables se calculará conforme a la fórmula (6.33)

$$CompFija_p = PrecioOriginalPaquete_p \quad (6.33)$$

Donde:

$PrecioOriginalPaquete_p$ Precio real ofertado por el paquete p

- La componente fija del precio a ofertar por parte de los generadores a partir de fuentes térmicas se calculará conforme a la fórmula (6.34)

$$CompFija_p = PrecioOriginalPaquete_p + CO\&M_c \quad (6.34)$$

Donde:

$PrecioOriginalPaquete_p$ Precio real ofertado por el paquete p para el único producto posible (Potencia), en \$/año.

$CO\&M_c$ Costos de operación y mantenimiento de la central c , asociados a la generación de energía, en \$/año.

Los valores utilizados como costos de operación y mantenimiento se calcularon de tomando como base los valores disponibles en el documento "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico" COPAR 2015 [5]⁵.

- Se tomará la tasa de cambio de Dólares a Pesos para el año de referencia, de acuerdo a la utilizada en en el año de la subasta.

⁴Los valores de régimen térmico pueden variar, es posible que las plantas participantes en las subastas de 2016 y 2017 sean más eficientes y cuenten con valores de régimen térmico inferiores debido a que la referencia utilizada en este supuesto corresponde al año 2015, sin embargo no se aplicará ninguna reducción al mismo, y se tomarán los valores expuestos para la simulación con el objetivo de contemplar un escenario alto en la componente variable ofertada.

⁵Costos actualizados al año correspondiente de acuerdo al IPC publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor

6.2.2. Simulación SLP-1/2016

En el cuadro 6.2 se encuentran las ofertas de venta de fuentes térmicas, que serán objeto de análisis en la subasta del año 2016 (SLP-1/2016) y en el cuadro 6.3 se encuentran los parámetros a usar para cálculo de componente fija y componente variable de acuerdo a los supuestos para dicha oferta.

Gen	Tecnología	Ubicación (Estado)	Capacidad de placa (MW)	Factor de planta	Paq	Up	Potencia (MW)	Precio Paquete (\$/año)	Relación
66	Ciclo combinado	Sonora	394.1	0.94	2	1	374.98	371,054,402	-
157	Turbogás	Nuevo León	550	0.97	1	0	545.98	545,779,212.16	Excluyentes
			337	1	2	0	329.01	374,257,640.89	
			275	0.97	3	0	272.99	439,177,576.32	

Cuadro 6.2: Paquetes de fuentes térmicas (caso de estudio) SLP-1/2016

Gen	Paq	Costo Variable O&M (USD'16/MWh)	$P_{Combustible_{ref}}$ medio (USD'16/MMbtu)	$P_{Combustible_{ref}}$ bajo (USD'16/MMbtu)	RTN_c (KJ/KWh)	$P_{Calorífico_c}$ (KJ/tf3)
66	2	2.764	3.39	3.11	6,956	1167.56
157	1	3.169	3.44	3.24	9,599	
	2					
	3					

Cuadro 6.3: Parámetros a usar de acuerdo a los supuestos, para cálculo de componente fija y componente variable de las ofertas de venta caso de estudio para la SLP-1/2016

Escenario A

Escenario que contempla la evaluación de ofertas sin realizar modificaciones a las ofertas de compra y variando únicamente la oferta de venta de energía ($PaqueteE_p$) del paquete p objeto de estudio.

En el cuadro 6.4, se muestra la solución base de comparación para el presente escenario, en la cual se encuentran los paquetes ganadores cuando la oferta de energía por parte de generadores de fuentes térmicas es cero, en negrilla se encuentra la oferta objeto de análisis (66_2); el cuadro incluye el $Precio_{2016}$ en (\$/año), que es corresponde al precio ofertado en el año 2016 y el $PrecioPaquete_p$ en (\$), que corresponde al monto con el que son evaluados en el modelo y que representa el valor presente ajustado. Por su parte el cuadro 6.5 muestra el resumen por tipo de tecnología para dicha solución base.

Cabe resaltar que para este escenario, la solución base corresponde exactamente con la solución original de la SLP-1/2016 disponible en el cuadro 4.2 (Ofertas de venta ganadoras 2016).

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2016 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
217	5	18.30	-	-	3,827,259.07	25,831,085.22
103	6	-	-	33,051	4,627,207.20	31,528,691.80
103	5	-	-	33,051	4,957,722.00	33,780,741.21
103	7	-	-	33,051	4,957,722.00	33,780,741.21
193	7	10.00	-	-	5,745,600.00	38,778,426.14
233	8	36.00	-	-	6,206,627.00	41,890,007.44
233	2	38.59	-	-	6,653,159.00	44,903,758.51
103	12	-	-	64,386	8,370,180.00	57,032,420.22
164	4	14.00	-	-	8,886,528.00	59,977,299.10
164	5	16.00	-	-	8,886,528.00	59,977,299.10
103	1	-	-	75,546	9,065,548.80	61,770,498.21
103	9	-	-	75,546	12,087,398.40	82,360,664.28
151	12	76.74	-	-	13,230,460.00	89,295,533.26
175	2	34.99	-	-	18,763,597.00	126,639,995.88
30	22	29.00	-	-	19,439,280.00	131,200,341.76
96	7	-	-	75,853	22,771,828.67	155,161,836.63
96	8	-	75,853.95	-	27,202,652.98	185,820,855.74
32	8	-	-	117,064	31,004,705.60	211,258,706.32
32	7	-	114,115.90	-	37,528,085.59	257,277,487.32
175	3	99.99	-	-	38,300,170.00	258,496,991.31
175	4	99.99	-	-	43,087,691.00	290,809,113.54
255	1	10.00	72,919.11	72,919	47,107,034.92	320,172,839.06
175	1	119.98	-	-	57,446,424.00	387,719,630.63
96	2	-	213,655.15	-	58,411,695.51	405,811,972.28
217	6	-	252,444.87	-	59,565,033.53	415,698,053.94
175	5	119.98	-	-	63,191,066.00	426,491,590.99
96	1	-	-	213,655	64,141,366.27	437,044,048.54
193	6	-	-	285,606	75,643,493.71	515,416,815.38
217	7	-	-	252,444	82,191,727.30	560,034,925.12
193	5	-	278,357.76	-	85,676,345.35	586,410,159.00
233	6	-	348,466.84	-	85,825,543.00	589,472,375.15
128	7	14.00	169,365.84	169,365	93,321,092.71	632,339,698.94
126	3	12.00	146,957.76	146,957	96,144,516.27	653,542,482.69
128	4	16.00	193,771.20	193,771	104,393,412.41	721,893,012.34
30	24	-	-	478,260	111,014,782.50	756,428,383.32
124	1	-	-	353,466	118,411,110.00	806,825,203.70
124	2	-	353,466.00	-	125,939,936.00	867,760,646.65
51	6	-	-	393,611	131,859,792.00	898,461,331.37
233	7	-	-	392,082	137,792,984.00	938,888,693.67
233	3	-	373,576.95	-	137,871,951.00	941,482,110.69
51	8	-	393,611.32	-	139,535,213.00	971,580,814.34
233	4	-	-	420,335	147,722,196.00	1,006,543,987.96
203	4	21.62	223,010.76	223,010	159,888,545.03	1,098,529,543.61
66	1	25.00	198,764.40	198,764	162,891,111.00	1,105,351,776.11
206	2	-	-	779,161	163,623,810.00	1,114,893,812.18
245	1	-	249,982.32	249,982	170,219,281.05	1,171,114,552.83
189	1	-	342,629.62	338,851	196,006,834.77	1,337,416,938.05
30	23	-	478,260.96	-	222,030,010.68	1,522,566,548.89
206	1	-	779,161.60	-	239,202,427.00	1,647,743,122.76
40	8	-	399,129.86	399,129	244,612,322.00	1,675,090,132.83
151	11	-	-	774,938	267,149,026.37	1,820,290,069.21
151	10	-	820,635.81	-	334,111,197.00	2,293,027,223.61
66	2	374.98	-	-	371,054,402.00	2,504,334,746.46
123	1	-	-	1,613,416	540,494,360.00	3,682,800,305.64
123	5	-	1,613,416.80	-	542,107,776.00	3,733,585,940.07
45	3	-	818,264.52	818,264	572,609,625.29	3,892,149,516.46
Total		1,187.16	8,909,819.30	9,275,534		

Cuadro 6.4: Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC A - SLP-1/2016.

Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Térmicas	849.91	-	-
Renovables	337.25	8,909,819.30	9,275,534
Total	1,187.16	8,909,819.30	9,275,534

Cuadro 6.5: Resumen por tecnología - Escenario A (Solución base) - SLP-1/2016.

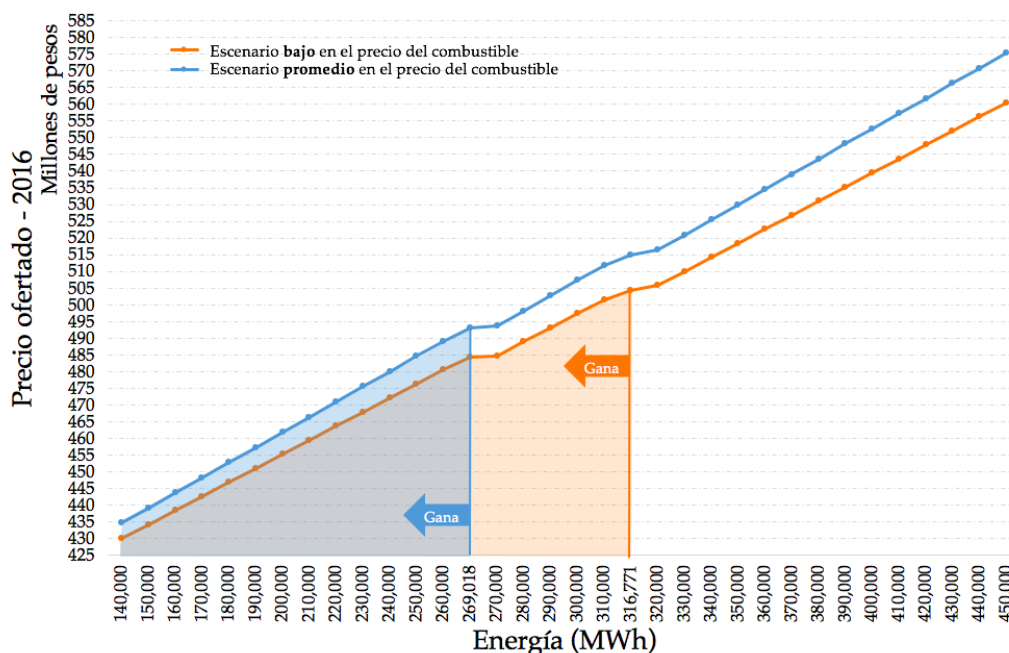


Figura 6.3: Variación en la oferta de energía del paquete 66_2 - Escenario A - SLP-1/2016

Al simular el presente escenario, el paquete 66_2 resulta seleccionado nuevamente para ofertas de energía menores o iguales a 269,018 MWh al año para un escenario promedio en el precio del combustible, y para ofertas de energía menores o iguales a 316,771 MWh al año para un escenario bajo en el precio del combustible; estos valores son pequeños respecto a la capacidad de generación de la planta, pero son razonables teniendo en cuenta que la energía ofertada por los paquetes ganadores en este año en promedio es de 387,383.45 MWh e incluso hay ofertas inferiores a los 100,000 MWh, como se puede observar en la solución base (cuadro 6.4).

En la figura 6.3, se muestra el comportamiento de los precios contemplados como oferta del paquete 66_2 en el año de referencia, para diferentes valores de energía ofertada; y se resalta la oferta máxima de energía permitida para que dicho paquete sea seleccionado (269,018 MWh y 316,771 MWh al año), teniendo en cuenta escenarios promedio y bajo en los precios de los combustibles.

El cuadro 6.6 muestra el detalle de la oferta del paquete 66_2, cuando este oferta la máxima cantidad de energía posible para salir ganador en este escenario, teniendo en cuenta un escenario en el precio del combustible promedio (PCP), resaltado en azul como para el escenario en el

precio del combustible bajo (PCB), resaltado en **naranja**.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2016 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
66	2	374.98	269,018.00	-	493,205,755.38	3,714,831,232.11
66	2	374.98	316,771.00	-	504,393,790.66	3,866,928,608.95

Cuadro 6.6: Ofertas de venta 66_2 - Escenario A (Máxima Energía) - SLP-1/2016

Por su parte, el cuadro 6.7 resume las cantidades de producto para fuentes térmicas y renovables que se adquieren al ofertar la máxima cantidad posible de energía, dependiendo el escenario de precios del combustible utilizado.

Se puede ver que para cualquiera sea el escenario de combustible utilizado, hay una reducción respecto a la solución base en la compra de los energía y certificados de energías limpias, para fuentes renovables, lo que indica que resulta mas atractivo para el modelo el paquete 66_2, con su oferta de energía y potencia juntas, que la selección de otros paquetes de energía y certificados de energías limpias, de fuentes renovables.

Escenario - Precio Combustibles	Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Promedio (PCP)	Térmicas	849.91	269,018.00	-
	Renovables	339.25	8,684,158.46	9,114,378.00
	Total	1,189.16	8,953,176.46	9,114,378.00
Bajo (PCB)	Térmicas	849.91	316,771.00	-
	Renovables	339.25	8,601,692.76	9,031,912.00
	Total	1,189.16	8,918,463.76	9,031,912.00

Cuadro 6.7: Resumen por tecnología - Escenario A (Oferta máxima de Energía 66_2) - SLP-1/2016.

Escenario B

Escenario que contempla la evaluación de ofertas modificando la oferta de compra, asumiendo una demanda de Potencia adicional del 25 % sobre la demanda original, es decir una demanda total de 1,853.8 MW/año, y variando la oferta de venta de energía ($PaqueteE_p$) del paquete p objeto de estudio.

En el cuadro 6.8, se muestra la solución base de comparación para el presente escenario, en la cual se encuentran los paquetes ganadores cuando la oferta de energía por parte de generadores de tecnologías térmicas es cero, en negrilla se encuentra una de las ofertas objeto de análisis (157_1) en este escenario; el cuadro incluye el *Precio 2016* en (\$/año), que es corresponde al precio ofertado en el año 2016 y el *PrecioPaquete_p* en (\$), que corresponde al monto con el que son evaluados en el modelo y que representa el valor presente ajustado.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2016 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
217	5	18.30	-	-	3,827,259.07	25,831,085.22
103	6	-	-	33,051	4,627,207.20	31,528,691.80
103	5	-	-	33,051	4,957,722.00	33,780,741.21
103	7	-	-	33,051	4,957,722.00	33,780,741.21
193	7	10.00	-	-	5,745,600.00	38,778,426.14
233	8	36.00	-	-	6,206,627.00	41,890,007.44
233	2	38.59	-	-	6,653,159.00	44,903,758.51
103	12	-	-	64,386	8,370,180.00	57,032,420.22
164	3	12.00	-	-	8,886,528.00	59,977,299.10
164	4	14.00	-	-	8,886,528.00	59,977,299.10
164	5	16.00	-	-	8,886,528.00	59,977,299.10
103	1	-	-	75,546	9,065,548.80	61,770,498.21
103	9	-	-	75,546	12,087,398.40	82,360,664.28
151	12	76.74	-	-	13,230,460.00	89,295,533.26
175	2	34.99	-	-	18,763,597.00	126,639,995.88
30	22	29.00	-	-	19,439,280.00	131,200,341.76
96	7	-	-	75,853	22,771,828.67	155,161,836.63
103	31	16.50	-	-	23,100,000.00	155,907,415.02
96	8	-	75,853.95	-	27,202,652.98	185,820,855.74
32	8	-	-	117,064	31,004,705.60	211,258,706.32
32	7	-	114,115.90	-	37,528,085.59	257,277,487.32
175	3	99.99	-	-	38,300,170.00	258,496,991.31
175	4	99.99	-	-	43,087,691.00	290,809,113.54
255	1	10.00	72,919.11	72,919	47,107,034.92	320,172,839.06
175	1	119.98	-	-	57,446,424.00	387,719,630.63
96	2	-	213,655.15	-	58,411,695.51	405,811,972.28
217	6	-	252,444.87	-	59,565,033.53	415,698,053.94
175	5	119.98	-	-	63,191,066.00	426,491,590.99
96	1	-	-	213,655	64,141,366.27	437,044,048.54
193	6	-	-	285,606	75,643,493.71	515,416,815.38
217	7	-	-	252,444	82,191,727.30	560,034,925.12
193	5	-	278,357.76	-	85,676,345.35	586,410,159.00
233	6	-	348,466.84	-	85,825,543.00	589,472,375.15
128	7	14.00	169,365.84	169,365	93,321,092.71	632,339,698.94
126	3	12.00	146,957.76	146,957	96,144,516.27	653,542,482.69
128	4	16.00	193,771.20	193,771	104,393,412.41	721,893,012.34
30	24	-	-	478,260	111,014,782.50	756,428,383.32
246	4	6.00	150,718.42	150,718	111,132,528.42	756,920,031.68
124	1	-	-	353,466	118,411,110.00	806,825,203.70
124	2	-	353,466.00	-	125,939,936.00	867,760,646.65
51	6	-	-	393,611	131,859,792.00	898,461,331.37
233	7	-	-	392,082	137,792,984.00	938,888,693.67
233	3	-	373,576.95	-	137,871,951.00	941,482,110.69
51	8	-	393,611.32	-	139,535,213.00	971,580,814.34
233	4	-	-	420,335	147,722,196.00	1,006,543,987.96
203	4	21.62	223,010.76	223,010	159,888,545.03	1,098,529,543.61
66	1	25.00	198,764.40	198,764	162,891,111.00	1,105,351,776.11
206	2	-	-	779,161	163,623,810.00	1,114,893,812.18
245	1	-	249,982.32	249,982	170,219,281.05	1,171,114,552.83
189	1	-	342,629.62	338,851	196,006,834.77	1,337,416,938.05
30	23	-	478,260.96	-	222,030,010.68	1,522,566,548.89
206	1	-	779,161.60	-	239,202,427.00	1,647,743,122.76
151	11	-	-	774,938	267,149,026.37	1,820,290,069.21
204	4	39.52	403,070.02	403,070	288,982,823.26	1,985,477,379.91
151	10	-	820,635.81	-	334,111,197.00	2,293,027,223.61
123	2	-	-	1,497,762	501,750,270.00	3,418,807,270.65
123	6	-	1,497,762.02	-	503,248,032.00	3,465,952,420.66
157	1	545.98	-	-	545,779,212.16	3,683,594,204.89
45	2	24.94	818,264.52	818,264	600,185,864.68	4,078,439,492.82
Total		1,457.12	8,948,823.10	9,314,539		

Cuadro 6.8: Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC B - SLP-1/2016.

Por su parte el cuadro 6.9 muestra el resumen por tipo de tecnología para dicha solución base.

Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Térmicas	1,020.91	-	-
Renovables	436.21	8,948,823.10	9,314,539
Total	1,457.12	8,948,823.10	9,314,539

Cuadro 6.9: Resumen por tecnología - Escenario B (Solución base) - SLP-1/2016.

En este escenario, debido a que se demanda más potencia, se decide seleccionar el paquete 157_1 con oferta de potencia de 545.98 MW al año en vez del 66_2 con oferta de potencia de 374.98 MW al año, debido a que sus precios unitarios por MW no difieren sustancialmente. Sin embargo, cuando se incrementan paralelamente las ofertas de energía para ambos paquetes, el modelo decide seleccionar el paquete 66_2, debido a que este al ser de una tecnología más eficiente (ciclo combinado) y al tener un régimen térmico inferior, entre otras cosas, es capaz de generar mayores cantidades de energía a menores costos y representa un mayor beneficio al contemplar oferta de energía.

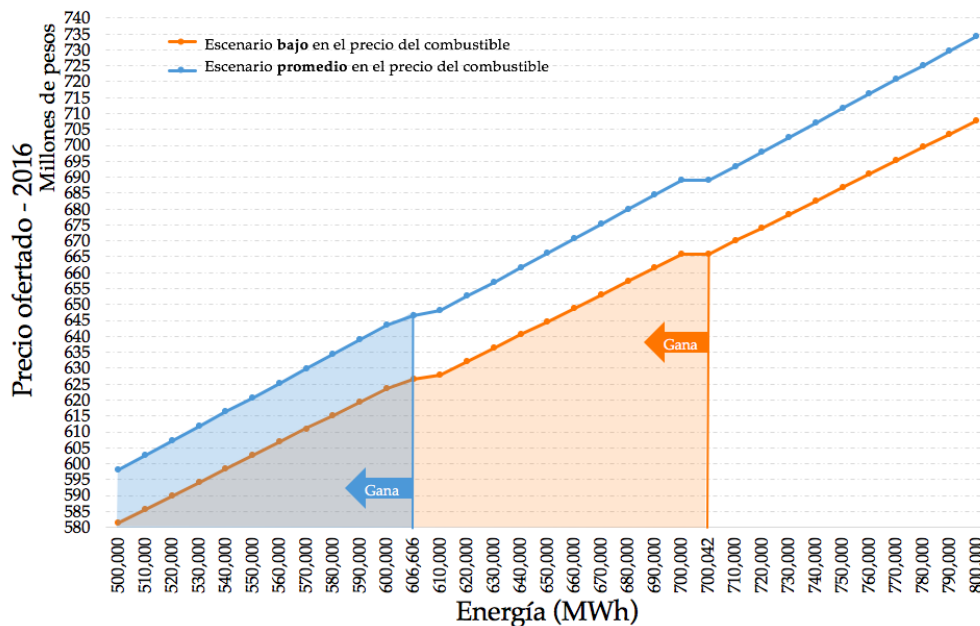


Figura 6.4: Variación en la oferta de energía del paquete 66_2 - Escenario B - SLP-1/2016

Al simular el presente escenario e incrementar simultáneamente las ofertas de energía de los paquetes 66_2 y 157_1, el paquete 66_2 resulta seleccionado para ofertas de energía menores o iguales a 606,606 MWh al año para un escenario promedio en el precio del combustible, y para ofertas de energía menores o iguales a 700,042 MWh al año para un escenario bajo en el precio del combustible. 6.8.

En la figura 6.4, se muestra el comportamiento de los precios contemplados como oferta del

paquete 66_2 en el año de referencia, para diferentes valores de energía ofertada; y se resalta la oferta máxima de energía permitida para que dicho paquete sea seleccionado (606,606 MWh y 700,042 MWh al año), teniendo en cuenta escenarios promedio y bajo en los precios de los combustibles.

El cuadro 6.10 muestra el detalle de la oferta del paquete 66_2, cuando este oferta la máxima cantidad de energía posible para salir como ganador en este escenario, teniendo en cuenta un escenario en el precio del combustible promedio (PCP), resaltado en **azul**, y un escenario en el precio del combustible bajo (PCB), resaltado en **naranja**.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2016 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
66	2	374.98	606,606	-	646,492,268	5,233,871,176
66	2	374.98	700,042	-	665,725,228	646,492,268

Cuadro 6.10: Ofertas de venta 66_2 - Escenario B (Máxima Energía) - SLP-1/2016

Por su parte, el cuadro 6.11 resume las cantidades de producto para fuentes térmicas y renovables que se adquieren al ofertar la máxima cantidad posible de energía, dependiendo el escenario de precios del combustible utilizado. Se puede ver que para cualquiera sea el escenario de combustible utilizado, hay una reducción respecto a la solución base en la compra de los tres productos, para tecnologías renovables, lo que indica que resulta mas atractivo para el modelo el paquete 66_2, con su oferta de energía y potencia juntas, que la selección de otros paquetes de energía y certificados de energías limpias, de tecnologías renovables.

Escenario - Precio Combustibles	Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Promedio (PCP)	Térmicas	1,196.24	606,606	-
	Renovables	285.25	8,406,145.55	8,941,597
	Total	1,481.49	9,012,751.55	8,941,597
Bajo (PCB)	Térmicas	1,196.24	700,042	-
	Renovables	285.25	8,406,145.55	8,941,597
	Total	1,481.49	9,106,187.55	8,941,597

Cuadro 6.11: Resumen por tecnología - Escenario B (Oferta máxima de Energía 66_2) - SLP-1/2016.

Escenario C

Escenario que contempla la evaluación de ofertas modificando la oferta de compra, asumiendo una demanda de Energía adicional del 25 % sobre la demanda original, es decir una demanda de (13,287,389 MWh al año) y variando la oferta de venta de energía ($PaqueteE_p$) del paquete p objeto de estudio.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2016 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
217	5	18.30	-	-	3,827,259.07	25,831,085.22
193	7	10.00	-	-	5,745,600.00	38,778,426.14
233	8	36.00	-	-	6,206,627.00	41,890,007.44
233	2	38.59	-	-	6,653,159.00	44,903,758.51
164	5	16.00	-	-	8,886,528.00	59,977,299.10
151	12	76.74	-	-	13,230,460.00	89,295,533.26
255	6	-	24,527.12	24,527	17,501,387.39	119,241,977.04
175	2	34.99	-	-	18,763,597.00	126,639,995.88
96	7	-	-	75,853	22,771,828.67	155,161,836.63
96	8	-	75,853.95	-	27,202,652.98	185,820,855.74
32	8	-	-	117,064	31,004,705.60	211,258,706.32
32	10	-	-	124,127	32,875,359.56	224,004,898.48
32	7	-	114,115.90	-	37,528,085.59	257,277,487.32
175	3	99.99	-	-	38,300,170.00	258,496,991.31
206	10	-	-	167,071	41,600,679.00	283,457,154.57
175	4	99.99	-	-	43,087,691.00	290,809,113.54
32	9	-	121,055.91	-	44,447,298.64	306,068,587.03
255	1	10.00	72,919.11	72,919	47,107,034.92	320,172,839.06
209	4	-	76,133.16	76,133	55,909,786.29	379,988,169.96
175	1	119.98	-	-	57,446,424.00	387,719,630.63
96	2	-	213,655.15	-	58,411,695.51	405,811,972.28
217	6	-	252,444.87	-	59,565,033.53	415,698,053.94
175	5	119.98	-	-	63,191,066.00	426,491,590.99
96	1	-	-	213,655	64,141,366.27	437,044,048.54
206	9	-	167,071.63	-	64,990,619.00	443,534,903.68
206	6	-	-	311,678	65,452,380.00	445,976,984.99
193	6	-	-	285,606	75,643,493.71	515,416,815.38
217	7	-	-	252,444	82,191,727.30	560,034,925.12
193	5	-	278,357.76	-	85,676,345.35	586,410,159.00
233	6	-	348,466.84	-	85,825,543.00	589,472,375.15
170	8	-	-	266,367	86,277,358.56	587,873,446.97
30	10	-	-	374,227	87,583,129.06	596,770,657.29
128	7	14.00	169,365.84	169,365	93,321,092.71	632,339,698.94
126	3	12.00	146,957.76	146,957	96,144,516.27	653,542,482.69
128	4	16.00	193,771.20	193,771	104,393,412.41	721,893,012.34
206	5	-	311,678.77	-	105,970,520.00	714,353,604.83
51	1	-	-	342,187	114,632,813.00	781,080,784.56
124	1	-	-	353,466	118,411,110.00	806,825,203.70
51	3	-	342,187.50	-	124,042,969.00	854,390,809.77
124	2	-	353,466.00	-	125,939,936.00	867,760,646.65
170	7	2.96	286,512.44	20,145	129,389,017.90	874,501,459.28
51	6	-	-	393,611	131,859,792.00	898,461,331.37
233	7	-	-	392,082	137,792,984.00	938,888,693.67
233	3	-	373,576.95	-	137,871,951.00	941,482,110.69
51	8	-	393,611.32	-	139,535,213.00	971,580,814.34
233	4	-	-	420,335	147,722,196.00	1,006,543,987.96
203	4	21.62	223,010.76	223,010	159,888,545.03	1,098,529,543.61
66	1	25.00	198,764.40	198,764	162,891,111.00	1,105,351,776.11
245	1	-	249,982.32	249,982	170,219,281.05	1,171,114,552.83
30	9	-	374,227.20	-	175,166,351.73	1,201,044,745.99
189	1	-	342,629.62	338,851	196,006,834.77	1,337,416,938.05
40	14	-	392,736.57	392,736	240,195,926.00	1,644,894,522.28
40	8	-	399,129.86	399,129	244,612,322.00	1,675,090,132.83
151	11	-	-	774,938	267,149,026.37	1,820,290,069.21
204	4	39.52	403,070.02	403,070	288,982,823.26	1,985,477,379.91
151	10	-	820,635.81	-	334,111,197.00	2,293,027,223.61
234	4	-	434,946.63	442,945	334,300,000.00	2,297,980,938.21
66	2	374.98	-	-	371,054,402.00	2,504,334,746.46
123	1	-	-	1,613,416	540,494,360.00	3,682,800,305.64
123	5	-	1,613,416.80	-	542,107,776.00	3,733,585,940.07
45	3	-	818,264.52	818,264	572,609,625.29	3,892,149,516.46
Total		1,186.64	10,586,543.69	10,648,695.00		

Cuadro 6.12: Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC C - SLP1/2016.

En el cuadro 6.12, se muestra la solución base de comparación para el presente escenario, en la cual se encuentran los paquetes ganadores cuando la oferta de energía por parte de generadores de fuentes térmicas es cero, en negrilla se encuentra las oferta objeto de análisis (66_2); el cuadro incluye el *Precio 2016* en (\$/año), que es corresponde al precio ofertado en el año 2016 y el *PrecioPaquete_p* en (\$), que corresponde al monto con el que son evaluados en el modelo y que representa el valor presente ajustado.

Por su parte el cuadro 6.13 muestra el resumen por tipo de tecnología para dicha solución base.

Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Térmicas	849.91	-	-
Renovables	336.73	10,586,543.69	10,648,695
Total	1,186.64	10,586,543.69	10,648,695

Cuadro 6.13: Resumen por tecnología - Escenario C (Solución base) - SLP-1/2016.

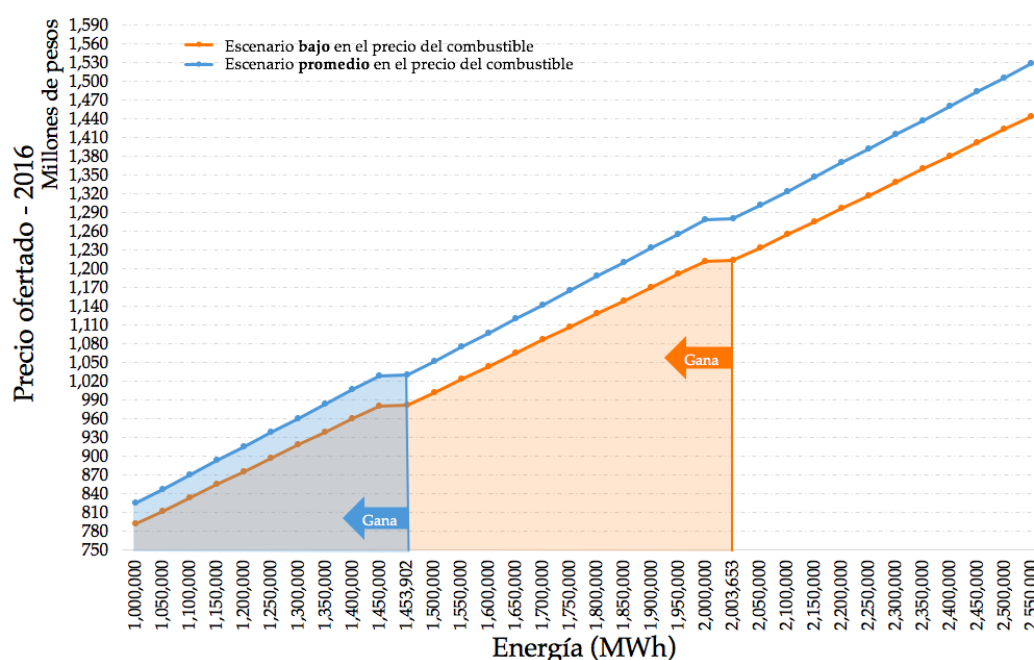


Figura 6.5: Variación en la oferta de energía del paquete 66_2 - Escenario C - SLP-1/2016

Al simular el presente escenario, el paquete 66_2 resulta seleccionado nuevamente para ofertas de energía menores o iguales a 1,453,902 MWh al año para un escenario promedio en el precio del combustible, y para ofertas de energía menores o iguales a 2,003,653 MWh al año para un escenario bajo en el precio del combustible, se puede observar que al incrementar la demanda de energía, la decisión de compra de energía a este paquete, se incrementa significativamente.

En la figura 6.5, se muestra el comportamiento de los precios contemplados como oferta del paquete 66_2 en el año de referencia, para diferentes valores de energía ofertada; y se resalta la

oferta máxima de energía permitida para que dicho paquete sea seleccionado (1,453,902 MWh y 2,003,653 MWh), teniendo en cuenta escenarios promedio y bajo en los precios de los combustibles.

El cuadro 6.14 muestra el detalle de la oferta del paquete 66_2, cuando este oferta la máxima cantidad de energía posible para salir ganador en este escenario, teniendo en cuenta un escenario en el precio del combustible promedio (PCP), resaltado en azul como para el escenario en el precio del combustible bajo (PCB), resaltado en naranja.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2016 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
66	2	374.98	1,453,902	-	1,031,218,766.41	9,046,436,990.5
66	2	374.98	2,003,653	-	1,214,458,205.06	11,123,069,669.7

Cuadro 6.14: Ofertas de venta 66_2 - Escenario C (Máxima Energía) - SLP-1/2016.

Por su parte, el cuadro 6.15 resume las cantidades de producto para fuentes térmicas y renovables que se adquieren al ofertar la máxima cantidad posible de energía, dependiendo el escenario de precios del combustible utilizado. Se puede ver que para cualquiera sea el escenario de combustible utilizado, hay una reducción respecto a la solución base en la compra de los tres productos, para fuentes renovables, lo que indica que resulta mas atractivo para el modelo el paquete 66_2, con su oferta de energía y potencia juntas, que la selección de otros paquetes de energía y certificados de energías limpias, de tecnologías renovables.

Escenario - Precio Combustibles	Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Promedio (PCP)	Térmicas	849.91	1,453,902	-
	Renovables	334.91	9,714,827.37	10,004,995
	Total	1,184.82	11,168,729.37	10,004,995
Bajo (PCB)	Térmicas	849.91	2,003,653	-
	Renovables	331.95	9,428,314.93	9,794,029
	Total	1,181.86	11,431,967.93	9,794,029

Cuadro 6.15: Resumen por tecnología - Escenario C (Oferta máxima de Energía 66_2) - SLP-1/2016.

Finalmente, en el cuadro 6.30 se encuentra un resumen de los resultados obtenidos en la simulación SLP-1/2016, para los diferentes escenarios planteados.

Se evidencia que un mecanismo de evaluación como el propuesto, resulta atractivo para el modelo comprar energía a fuentes térmicas, especialmente aquellas que son más eficientes, y además sigue siendo muy atractiva la compra a fuentes renovables, debido a la escalabilidad de dichas ofertas. Se ve también se ve el impacto que tiene los incrementos en la demanda de productos y la variación en los precios de los combustibles, sobre la selección de ofertas.

6.2.3. Simulación SLP-1/2017

En el cuadro 6.16 se encuentra la oferta de venta de la central térmica que será objeto de análisis en la subasta del año 2017 (SLP-1/2017) y en el cuadro 6.17 se encuentran los parámetros a usar para cálculo de componente fija y componente variable de acuerdo a los supuestos para dicha oferta.

Gen	Tecnología	Ubicación (Estado)	Capacidad de placa (MW)	Factor de planta	Paq	Up	Potencia (MW)	Precio Paquete (\$/año)	Relación
101	Turbogás	Nuevo León	550	0.97	2	1	499.95	351,050,391.45	Excluyentes
					5	0	360	254,439,144	

Cuadro 6.16: Paquete de fuente térmica (caso de estudio) SLP-1/2017

Gen	Paq	Costo Variable O&M (USD'17/MWh)	$P_{Combustible_{ref}}$ medio (USD'17/MMbtu)	$P_{Combustible_{ref}}$ bajo (USD'17/MMbtu)	RTN_c (KJ/KWh)	$PCalorífico_c$ (KJ/tf3)
101	2	3.237	3.06	2.85	9,599	1167.56
	5					

Cuadro 6.17: Parámetros a usar de acuerdo a los supuestos, para cálculo de componente fija y componente variable de la oferta de venta caso de estudio para la SLP-1/2017.

Escenario A

Escenario que contempla la evaluación de ofertas sin realizar modificaciones a las ofertas de compra y variando únicamente la oferta de venta de energía ($PaqueteE_p$) del paquete p objeto de estudio.

En el cuadro 6.19, se muestra la solución base de comparación para el presente escenario, en la cual se encuentran los paquetes ganadores cuando la oferta de energía por parte de generadores de fuentes térmicas cero, en negrilla se encuentra la oferta objeto de análisis; el cuadro incluye el $Precio_{2017}$ en (\$/año), que es corresponde al precio ofertado en el año 2017 y el $PrecioPaquete_p$ en (\$), que corresponde al monto con el que son evaluados en el modelo y que representa el valor presente ajustado. Por su parte el cuadro 6.23 muestra el resumen por tipo de tecnología para dicha solución base.

Cabe resaltar que para este escenario, la solución base corresponde exactamente con la solución original de la SLP-1/2017 disponible en el cuadro 5.2 (Ofertas de venta ganadoras 2017).

Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Térmicas	499.95	-	-
Renovables	92.66	5,492,575.18	5,952,575.
Total	592.61	5,492,575.18	5,952,575

Cuadro 6.18: Resumen por tecnología - Escenario A (Solución base) - SLP-1/2017.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2017 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
131	3	52.04	-	-	32,447,590.50	224,327,101.72
123	1	-	189,928.0	189,928	71,927,993.74	502,787,660.82
102	9	-	206,017.0	247,220	80,102,657.27	560,178,163.02
102	11	-	210,426.0	252,511	93,012,977.92	571,703,443.97
102	4	-	235,640.0	265,095	105,955,157.81	660,689,565.67
115	14	-	280,055.0	302,332	116,121,778.20	716,974,660.43
122	7	-	357,031.9	357,031	123,704,797.00	1,014,068,701.09
111	56	30.62	362,935.0	391,805	153,139,081.45	1,144,598,770.88
122	4	-	373,016.5	373,016	127,096,197.00	1,044,552,134.89
117	2	-	379,603.4	434,486	157,996,596.97	1,118,135,266.82
76	2	10	435,354.5	483,727	207,102,427.04	1,284,274,333.96
115	26	-	486,312.7	524,997	198,754,284.96	1,328,733,129.37
122	11	-	510,680.1	510,680	174,134,797.00	1,430,974,176.93
93	2	-	616,692.0	770,864	242,616,721.00	1,696,797,490.61
122	63	-	848,883.2	848,883	316,084,097.00	2,410,891,324.10
101	2	499.95	-	-	351,050,391.45	2,426,994,290.14
Total		592.61	5,492,575.18	5,952,575		

Cuadro 6.19: Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC A - SLP-1/2017.

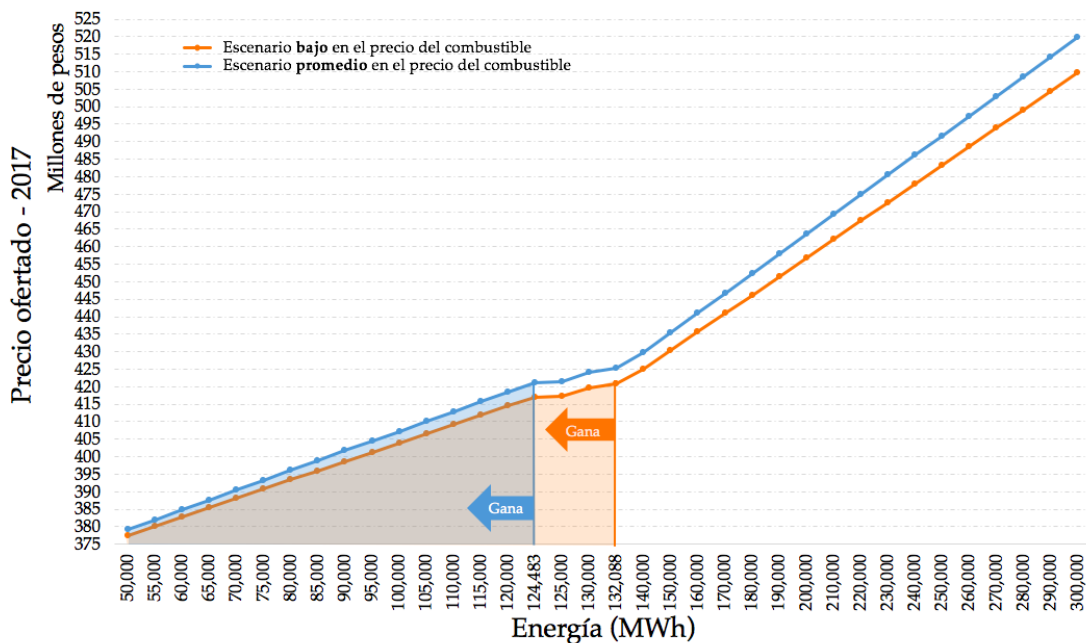


Figura 6.6: Variación en la oferta de energía del paquete 101_2 - Escenario A - SLP-1/2017

Como se muestra en el cuadro 6.16, el generador 101 ofertó dos paquetes cuya relación corres-

ponde a mutuamente excluyentes, al simular el presente escenario de acuerdo con los supuestos de la simulación, el paquete 101_2 resulta seleccionado nuevamente para ofertas de energía menores o iguales a 124,483 MWh al año para un escenario promedio en el precio del combustible, y para ofertas de energía menores o iguales a 132,088 MWh al año para un escenario bajo en el precio del combustible; estos valores son muy pequeños respecto a la capacidad de generación de la planta, pero son razonables teniendo en cuenta que la energía ofertada por los paquetes ganadores en este año en promedio es de 392,326 MWh al año, e incluso hay ofertas sobre los 100,000 MWh al año, como se puede observar en la solución base disponible en el cuadro 6.19. Además, teniendo en cuenta que el régimen térmico de una planta de turbogás es muy alto comparado con otras tecnologías, lo que hace que la generación no sea la más eficiente y no resulte tan atractiva la compra de energía.

En la figura 6.6, se muestra el comportamiento de los precios contemplados como oferta del paquete 101_2 en el año de referencia, para diferentes valores de energía ofertada; y se resalta la oferta máxima de energía permitida para que dicho paquete sea seleccionado (124,483 MWh y 132,088 MWh), teniendo en cuenta escenarios promedio y bajo en los precios de los combustibles.

Por su parte, el cuadro 6.20 muestra el detalle de la oferta del paquete 101_2, cuando este oferta la máxima cantidad de energía posible para salir ganador en este escenario, teniendo en cuenta un escenario en el precio del combustible promedio (PCP), resaltado en azul, y un escenario en el precio del combustible bajo (PCB), resaltado en naranja.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2017 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
101	2	499.95	124,483.0	-	421,085,536.20	3,178,994,534.28
101	2	499.95	132,088.0	-	420,891,966.00	3,196,879,309.00

Cuadro 6.20: Ofertas de venta 101_2 - Escenario A (Máxima Energía) - SLP-1/2017.

El cuadro 6.21 muestra el resumen por tipo de tecnología, con las cantidades compradas de cada uno de los productos, cuando el paquete 101_2 oferta la máxima cantidad de energía necesaria para seguir saliendo ganador en este escenario.

Escenario - Precio Combustibles	Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Promedio (PCP)	Térmicas	499.95	124,483.00	-
	Renovables	92.66	5,464,943.77	5,952,575
	Total	592.61	5,589,426.77	5,952,575
Bajo (PCB)	Térmicas	499.95	132,088.00	-
	Renovables	92.66	5,464,943.77	5,952,575
	Total	592.61	5,597,031.77	5,952,575

Cuadro 6.21: Resumen por tecnología - Escenario A (Oferta máxima de Energía 101_2) SLP-1/2017.

Se puede observar que las cantidades compradas de todos los productos para fuentes renovables se mantienen iguales para ambos escenarios de precios en los combustibles (PCP y PCB); sin

embargo, la cantidad de energía comprada a estas mismas tecnologías, en comparación con el escenario base, presenta una reducción de 27,631.41 MWh al año, lo que implica que para mantener la selección de compra de lo 499.95 MW de potencia, resulta atractivo para el modelo comprar la energía ofertada por el paquete 101_2 incluso reduciendo un poco la compra de energía y CEL a renovables.

Escenario B

Escenario que contempla la evaluación de ofertas modificando la oferta de compra, asumiendo una demanda de Potencia adicional del 25 % sobre la demanda original, es decir una demanda total de 995.8 MW al año, y variando la oferta de venta de energía (*PaqueteE_p*) del paquete *p* objeto de estudio.

En el cuadro 6.19, se muestra la solución base de comparación para el presente escenario, en la cual se encuentran los paquetes ganadores cuando la oferta de energía por parte de generadores de fuentes térmicas es cero, en negrilla se encuentra las ofertas objeto de análisis; el cuadro incluye el *Precio 2017* en (\$/año), que es corresponde al precio ofertado en el año 2017 y el *PrecioPaquete_p* en (\$), que corresponde al monto con el que son evaluados en el modelo y que representa el valor presente ajustado. Por su parte el cuadro 6.23 muestra el resumen por tipo de tecnología para dicha solución base.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2017 (\$/año)	PrecioPaquete _p (\$)
27	1	25	-	-	19,185,000.00	132,635,902.40
27	2	25	-	-	19,185,000.00	132,635,902.40
131	3	52.04	-	-	32,447,590.50	224,327,101.72
123	1	-	189,928.0	189,928	71,927,993.74	502,787,660.83
102	9	-	206,017.0	247,220	80,102,657.27	560,178,163.02
102	11	-	210,426.0	252,511	93,012,977.92	571,703,443.98
115	14	-	280,055.0	302,332	116,121,778.20	716,974,660.44
22	3	17	242,330.0	242,330	120,597,681.00	759,744,453.32
122	7	-	357,031.9	357,031	123,704,797.00	1,014,068,701.09
122	4	-	373,016.5	373,016	127,096,197.00	1,044,552,134.90
111	56	30.62	362,935.0	391,805	153,139,081.45	1,144,598,770.89
122	11	-	510,680.1	510,680	174,134,797.00	1,430,974,176.94
115	26	-	486,312.7	524,997	198,754,284.96	1,328,733,129.38
76	2	10	435,354.5	483,727	207,102,427.04	1,284,274,333.97
93	2	-	616,692.0	770,864	242,616,721.00	1,696,797,490.62
61	24	82.3	478,193.0	478,193	258,802,283.61	1,917,575,617.79
122	63	-	848,883.2	848,883	316,084,097.00	2,410,891,324.10
101	2	499.95	-	-	351,050,391.45	2,426,994,290.14
Total		741.91	5,597,854.82	5,973,517.0		

Cuadro 6.22: Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC B - SLP-1/2017.

Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Térmicas	549.95	-	-
Renovables	191.96	5,597,854.82	5,973,517 .
Total	741.91	5,597,854.82	5,973,517

Cuadro 6.23: Resumen por tecnología - Escenario B (Solución base) - SLP-1/2017.

Al simular el presente escenario, el paquete 101_2 resulta seleccionado nuevamente para ofertas de energía menores o iguales a 267,782 MWh al año para un escenario promedio en el precio del combustible, y para ofertas de energía menores o iguales a 282,190 MWh para un escenario bajo en el precio del combustible.

En la figura 6.7, se muestra el comportamiento de los precios contemplados como oferta del paquete 101_2 en el año de referencia, para diferentes valores de energía ofertada; y se resalta la oferta máxima de energía permitida para que dicho paquete sea seleccionado, teniendo en cuenta escenarios promedio y bajo en los precios de los combustibles.

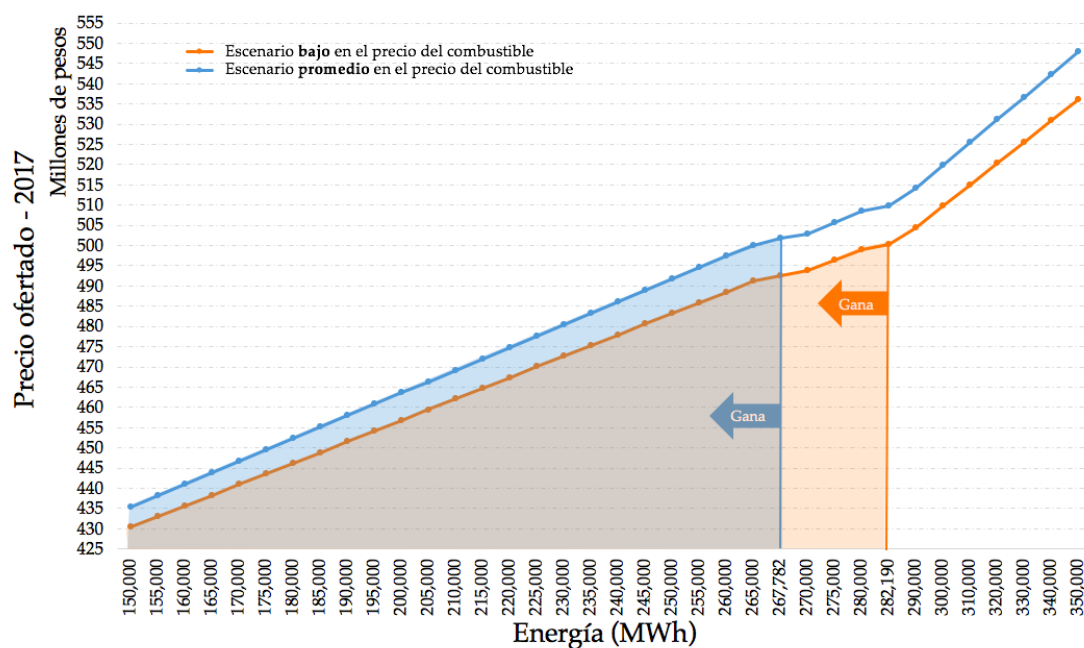


Figura 6.7: Variación en la oferta de energía del paquete 101_2 - Escenario B - SLP-1/2017

Por su parte, el cuadro 6.24 muestra el detalle de la oferta del paquete 101_2, cuando este oferta la máxima cantidad de energía posible para salir ganador en este escenario, teniendo en cuenta un escenario en el precio del combustible promedio (PCP), resaltado en **azul**, y un escenario en el precio del combustible bajo (PCB), resaltado en **naranja**.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2017 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
101	2	499.95	267,782.0	-	501,706,715.05	4,044,661,998.80
101	2	499.95	282,190.0	-	500,258,449.12	4,071,760,305.77

Cuadro 6.24: Ofertas de venta 101_2 - Escenario B (Máxima Energía) - SLP-1/2017.

El cuadro 6.25 muestra el resumen por tipo de tecnología, con las cantidades compradas de cada uno de los productos, cuando el paquete 101_2 oferta la máxima cantidad de energía necesaria para seguir saliendo ganador en este escenario.

Escenario - Precio Combustibles	Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Promedio (PCP)	Térmicas	599.95	267,782.00	-
	Renovables	109.66	5,471,633.77	5,929,810.00
	Total	709.61	5,739,415.77	5,929,810.00
Bajo (PCB)	Térmicas	599.95	282,190.00	-
	Renovables	109.66	5,471,633.77	5,929,810.00
	Total	709.61	5,753,823.77	5,929,810.00

Cuadro 6.25: Resumen por tecnología - Escenario B (Oferta máxima de Energía 101_2) SLP-1/2017.

Se puede observar que las cantidades compradas de todos los productos para tecnologías renovables se mantienen iguales para ambos escenarios de precios en los combustibles (PCP y PCB). En cuanto a las cantidades de producto compradas respecto a la solución base, se observan cambios en la selección de ofertas, reduciendo la selección de compra de Potencia y Energía de fuentes térmicas, con el objetivo de mantener la selección de compra de los 499.95 MW de potencia, adquiriendo hasta 282,190 MWh de energía al generador 101_2, cuando se contempla un escenario bajo en el precio de los combustibles.

Escenario C

Escenario que contempla la evaluación de ofertas modificando la oferta de compra, asumiendo una demanda de Energía adicional del 25 % sobre la demanda original y variando la oferta de venta de energía ($PaqueteE_p$) del paquete p objeto de estudio.

En el cuadro 6.27, se muestra la solución base de comparación para el presente escenario, en la cual se encuentran los paquetes ganadores cuando la oferta de energía por parte de generadores de tecnologías térmicas es cero, en negrilla se encuentran las ofertas objeto de análisis; el cuadro incluye el *Precio 2017* en (\$/año), que es corresponde al precio ofertado en el año 2017 y el *PrecioPaquete_p* en (\$), que corresponde al monto con el que son evaluados en el modelo y que representa el valor presente ajustado. Por su parte el cuadro 6.26 muestra el resumen por tipo de tecnología para dicha solución base.

Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Térmicas	410.00	-	-
Renovables	192.66	6,638,282.85	5,973,517
Total	602.66	6,638,282.85	6,909,905

Cuadro 6.26: Resumen por tecnología - Escenario C (Solución base) - SLP-1/2017.

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2017 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
27	1	25	-	0	19,185,000.00	132,635,902.40
27	2	25	-	0	19,185,000.00	132,635,902.40
131	3	52.04	-	0	32,447,590.50	224,327,101.72
123	1	0	189,928.0	189,928	71,927,993.74	502,787,660.83
102	9	0	206,017.0	247,220	80,102,657.27	560,178,163.02
102	11	0	210,426.0	252,511	93,012,977.92	571,703,443.98
102	4	0	235,640.0	265,095	105,955,157.81	660,689,565.68
115	14	0	280,055.0	302,332	116,121,778.20	716,974,660.44
122	7	0	357,031.9	357,031	123,704,797.00	1,014,068,701.09
122	4	0	373,016.5	373,016	127,096,197.00	1,044,552,134.90
111	56	30.62	362,935.0	391,805	153,139,081.45	1,144,598,770.89
117	4	0	402,471.0	365,883	158,745,454.00	1,123,702,311.97
122	11	0	510,680.1	510,680	174,134,797.00	1,430,974,176.94
22	2	15	416,840.0	416,840	182,893,114.00	1,277,148,897.06
115	29	0	486,312.7	442,102	190,463,730.47	1,270,416,116.89
76	2	10	435,354.5	483,727	207,102,427.04	1,284,274,333.97
93	2	0	616,692.0	770,864	242,616,721.00	1,696,797,490.62
101	5	360	-	-	254,439,144.00	1,759,070,391.94
122	63	0	848,883.2	848,883	316,084,097.00	2,410,891,324.10
4	5	85	706,000.0	691,988	372,750,376.00	2,599,440,280.90
Total		602.66	6,638,282.85	6,909,905		

Cuadro 6.27: Solución base - Ofertas de venta ganadoras ESC C - SLP-1/2017.

Al simular el presente escenario, que contiene una demanda de energía superior, el paquete 101_5 resulta seleccionado en vez del 101_2 debido a que este oferta menos potencia y el modelo prefiere seleccionar ofertas que contengan más energía.

En este caso, el paquete 101_5, sale nuevamente para ofertas de energía menores o iguales a 105,395 MWh al año para un escenario promedio en el precio del combustible, y para ofertas de energía menores o iguales a 113,144 MWh para un escenario bajo en el precio del combustible.

En la figura 6.8, se muestra el comportamiento de los precios contemplados como oferta del paquete 101_5 en el año de referencia, para diferentes valores de energía ofertada, y se resalta la oferta máxima de energía permitida para que dicho paquete sea seleccionado, teniendo en cuenta escenarios promedio y bajo en los precios de los combustibles.

Por su parte, el cuadro 6.28 muestra el detalle de la oferta del paquete 101_5, cuando este oferta la máxima cantidad de energía posible para salir ganador en este escenario, teniendo en cuenta un escenario en el precio del combustible promedio (PCP), resaltado en azul, y un escenario en el precio del combustible bajo (PCB), resaltado en naranja.

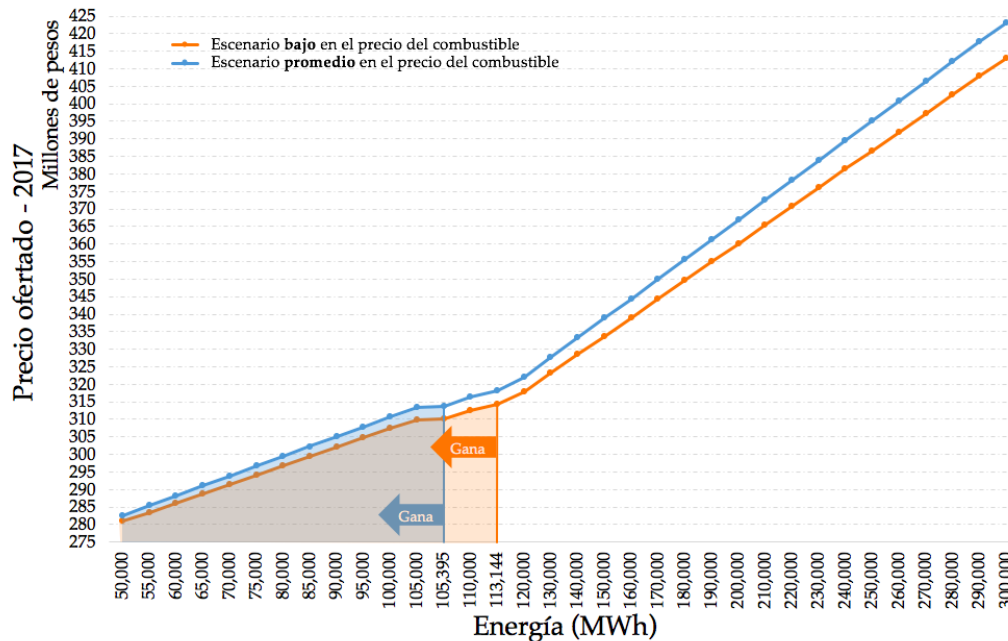


Figura 6.8: Variación en la oferta de energía del Paquete 101_5 - Escenario C - SLP-1/2017

GEN	PAQ	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)	Precio 2017 (\$/año)	PrecioPaquete_p (\$)
101	5	360	105,395.0	-	313,735,225.24	2,395,760,267.11
101	5	360	113,144.0	-	314,264,072.20	2,418,538,857.00

Cuadro 6.28: Ofertas de venta 101_5 - Escenario C (Máxima Energía) - SLP-1/2017.

El cuadro 6.29 muestra el resumen por tipo de tecnología, con las cantidades compradas de cada uno de los productos, cuando el paquete 101_2 oferta la máxima cantidad de energía necesaria para seguir saliendo ganador en este escenario.

Escenario - Precio Combustibles	Tipo de tecnología	POT (MW)	EEA (MWh)	CEL (CEL)
Promedio (PCP)	Térmicas	410.00	105,395.00	-
	Renovables	192.66	6,638,282.85	6,909,905
	Total	602.66	6,743,677.85	6,909,905
Bajo (PCB)	Térmicas	410.00	113,144.00	-
	Renovables	192.66	6,638,282.85	6,909,905
	Total	602.66	6,751,426.85	6,909,905

Cuadro 6.29: Resumen por tecnología - Escenario C (Oferta máxima de Energía 101_5) SLP-1/2017.

Se puede observar que tanto la cantidad de potencia comprada a fuentes térmicas, como las cantidades compradas de todos los productos para fuentes renovables, se mantienen iguales para

ambos escenarios de precios en los combustibles (PCP y PCB), comparadas respecto a la solución base y solo se decide comprar hasta 113,144 MWh de energía, con el objetivo de mantener la selección de compra de los 360 MW de potencia ofrecidos por el paquete 101_5, cuando se contempla un escenario bajo en el precio de los combustibles.

Finalmente, en el cuadro 6.31 se encuentra un resumen de los resultados obtenidos en la simulación SLP-1/2017, para los diferentes escenarios propuestos.

Se evidencia nuevamente que en un mecanismo como el propuesto, las tecnologías de generación térmicas menos eficientes como centrales de turbogás, resultan menos atractivas a la hora de ser seleccionadas en la compra de energía; y además, se puede ver que sigue siendo muy atractiva la selección de ofertas de tecnologías renovables.

6.2.4. Comparativo Escenarios

A: Escenario con demanda Original.

B: Escenario con demanda de Potencia adicional del 25%.

C: Escenario con demanda de Energía adicional del 25%.

Base: Solución cuando no hay oferta de energía por parte de tecnologías convencionales.

PCP: Solución cuando se oferta la máxima cantidad de energía permitida para que el paquete “caso de estudio” sea seleccionado por el modelo, utilizando un escenario de Precio de Combustible Promedio (PCP).

PCB: Solución cuando se oferta la máxima cantidad de energía permitida para que el paquete “caso de estudio” sea seleccionado por el modelo, utilizando un escenario de Precio de Combustible Bajo (PCB).

T: Compra de producto a tecnologías de generación térmicas.

R: Compra de producto a tecnologías de generación renovables.

A			B			C		
Producto	Tec		Base	PCP	PCB	PCB - Base	Base	PCP
Potencia (MW)	T		849,91	849,91	849,91	-	849,91	849,91
	R		337,25	339,25	339,25	2	336,73	334,91
	Total		1,187,16	1,189,16	1,189,16		1,186,64	1,184,82
Energía (MWh)	T		-	269,018	316,771	316,771	-	1,453,902
	R		8,909,819	8,684,158	8,601,693	-308,127	10,586,544	9,714,827
	Total		8,909,819	8,953,176	8,918,464		10,586,544	11,168,729
CEL	NCv		9,275,534	9,114,378	9,031,912	-243,622	10,648,695	10,004,995
								-854,666

Cuadro 6.30: Resumen Escenarios - Simulación SLP-1/2016).

A			B			C		
Producto	Tec		Base	PCP	PCB	PCB - Base	Base	PCP
Potencia (MW)	T		499,95	499,95	499,95	-	410,00	410,00
	R		92,66	92,66	92,66	-	192,66	192,66
	Total		592,61	592,61	592,61		602,66	602,66
Energía (MWh)	T		-	124,483	132,088	132,088	-	105,395
	R		5,492,575	5,464,944	5,464,944	-27,631	6,638,283	6,638,283
	Total		5,492,575	5,589,427	5,597,032		6,638,283	6,743,678
CEL	R		5,952,575	5,952,575	5,952,575	-	6,909,905	6,909,905
								-

Cuadro 6.31: Resumen Escenarios - Simulación SLP-1/2017).

Conclusiones y trabajo futuro

- Se demostró que el problema de decisión asociado al modelo de optimización de programación entera mixta para las subastas de largo plazo en México, es NP-completo, esto a partir de una simplificación del mismo para llegar al modelo de cobertura de conjuntos de mínimo costo, cuyo problema de decisión asociado es NP-completo.
- Se realizó la evaluación y validación satisfactoria de la implementación y los resultados del modelo matemático de optimización implementado en México, replicando las subastas de largo plazo de energía en los años 2015, 2016 y 2017. Por lo cual, el modelo implementado en este trabajo puede ser utilizado como un modelo de verificación independiente de los resultados de las subastas.
- El objetivo en el mecanismo de evaluación de la subastas en términos de maximizar el excedente económico total se ha cumplido debido a la gran participación en las subastas de los diferentes años, incentivando la selección de ofertas con los precios más bajos, además de evitar comportamiento estratégico y revelando los menores costos posibles por parte de los oferentes.
- El análisis de sensibilidad sobre los precios ofertados en los diferentes años muestra una brecha importante entre el precio ofertado y el precio máximo que hubiesen podido ofertar los participantes. Dicha brecha ha disminuido en cada subasta mostrando un mayor acercamiento de los participantes con el diseño de la subasta.
- Se propuso un modelo matemático de optimización intertemporal para las subastas de largo plazo de energía en México, en el que se garantiza la neutralidad en la subasta para las diferentes tecnologías de generación.
- La inclusión de la temporalidad en el modelo resulta atractiva para los generadores, puesto que tienen la posibilidad de ofertar diferentes cantidades de energía en el tiempo de acuerdo a su eficiencia real de producción, ofertando posiblemente al inicio del periodo cantidades de energía cercanas a su capacidad máxima y posteriormente ofertando su capacidad de producción promedio.
- El permitir ofertar energía a todos los competidores de la subasta haciéndola realmente neutra, promueve la competencia en el mecanismo de la misma, especialmente en el producto Potencia, cuya demanda actualmente se suple en su mayoría por fuentes de generación a

base de combustibles fósiles, y un diseño neutro seguramente incentivaría la oferta de este producto para las fuentes renovables.

- Se simuló el comportamiento de las subastas SLP-1/2016 y SLP-1/2017 en el modelo intertemporal diseñado, a partir de algunos supuestos, para evaluar la participación de oferentes de fuentes térmicas de generación en la venta de energía. Se encontró que en un diseño neutro, resulta interesante para el modelo seleccionar paquetes de fuentes térmicas con oferta de energía, cuando la generación es eficiente y la oferta de potencia es significativa. Además se evidencia que en un diseño neutro, sigue siendo muy atractiva la selección de fuentes renovables; lo que en conjunto resulta económicamente adecuado para el objetivo de la subasta.
 - A partir de la validación realizada, se evidencia en la composición de algunos paquetes cierto grado de desconocimiento sobre el funcionamiento del modelo y la evaluación de ofertas por parte de los participantes, específicamente en ofertas que cuentan con relaciones mutuamente excluyentes, lo que muestra que aun les cuesta a los generadores realizar la composición de sus ofertas de venta. Se plantea como trabajo futuro el diseño de estrategias y herramientas específicas que les permita a los generadores realizar un planteamiento más asertivo en cuanto a la composición de ofertas de venta.
 - Durante la validación de las diferentes subastas, se evidencia similitud en cuanto a los valores ofertados en las ofertas de venta de energía y certificados de energías limpias, esto abre la inquietud sobre si es realmente necesaria la división de estos dos productos en el diseño de la subasta, por lo que se plantea dicho análisis como trabajo futuro.
-

Bibliografía

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado - ccear por disponibilidade produto 2023 / 2047 (gás natural). Technical report, ANEEL, 2017.
- [2] Arne Andersson, Mattias Tenhunen, and Fredrik Ygge. Integer programming for combinatorial auction winner determination. In *MultiAgent Systems, 2000. Proceedings. Fourth International Conference on*, pages 39–46. IEEE, 2000.
- [3] CENACE. Sistema de información del mercado. Área pública - Subastas de Largo Plazo. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>.
- [4] Centro Nacional de Control de Energía - CENACE. Informe de la tecnología de generación de referencia 2017. Technical report, 2017.
- [5] Comisión Federal de Electricidad - CFE. *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico - COPAR Generación*. 2015.
- [6] Comisión Nacional de Energía. *Aplicación computacional para la evaluación de ofertas económicas, licitación de energía 2017: Manual de usuario*, 2017.
- [7] Comisión Nacional de Energía. Bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios - licitación de suministro 2017/01. Technical report, Ministerio de Energía, 2017.
- [8] Comité de Subastas con Recursos Energéticos Renovables. Bases consolidadas para la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables. Technical report, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2015.
- [9] Peter Cramton, Yoav Shoham, and Richard Steinberg. *Combinatorial Auctions*. MIT, 2006.
- [10] Comisión Nacional de Energía. Bases de licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulación de precios. Technical report, Ministerio de Energía, 2017.
- [11] Secretaría de Energía. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>.

-
- [12] Comisión Permanente del Honorable Congreso de la Unión. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, Diciembre 2013.
 - [13] Edelnor S.A.A. Licitación de suministros de energía eléctrica para las empresas concesionarias de distribución edelnor s.a.a. y luz del sur s.a.a. Technical report, 2015.
 - [14] Empresa de Pesquisa Energética. Índice custo benefício (icb) de empreendimentos de geração - leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração. Technical report, Ministerio de Minas e Energia, 2017.
 - [15] Gobierno de México. *Reforma Energética*. Gobierno de la República, 2013.
 - [16] Richard M. Karp. Reducibility among combinatorial problems. In *Complexity of computer computations*, pages 85–103. Springer, 1972.
 - [17] Luiz T. A. Maurer and Luiz A. Barroso. *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. The World Bank, 2011.
 - [18] R. Moreno, Luiz A. Barroso, Hugh Rudnick, Sebastian Mocarquer, and Bernardo Bezerra. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy*, 38(10):5758–5769, 2010.
 - [19] Gurobi Optimization. Gurobi optimizer. <http://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer>.
 - [20] Secretaría de Energía. *Manual de subastas de largo plazo*, 2015.
 - [21] Secretaría de Energía. *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional - PRODESEN*. 2018.
 - [22] Systep Ingeniería y Diseños S.A. Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica. Technical report, Comisión Nacional de Energía - Gobierno de Chile, 2011.
-